Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada

Petroleum Monitoring Agency Canada

L'industrie canadienne du pétrole
Examen de l'activité 1987

Rapport annuel

Canada

L'industrie canadienne du pétrole

Examen de l'activité 1987

Rapport annuel

Publié par l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

92-07551/

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

L'honorable Marcel Masse
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport, qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en 1987.

Ce rapport paraît à un moment où les sources de litiges entre l'industrie et le gouvernement sont rares sinon inexistantes. Dans l'ensemble, l'industrie mène sa barque comme elle l'entend et se plie aux forces du marché. Néanmoins, l'incertitude des prix continue d'entraver ses dépenses discrétionnaires en amont.

En 1987, l'industrie pétrolière s'est partiellement remise du ralentissement marqué de 1986. Les ressources d'autofinancement se sont accrues de 22 % pour atteindre 9,4 milliards de dollars en 1987. Les bénéfices nets se sont élevés à 3,4 milliards de dollars, comparativement à une perte de 2,7 milliards de dollars en 1986; ils ont ainsi égalé à peu de chose près les niveaux atteints en 1985. Ce revirement s'explique surtout par le fait qu'il n'y a pas eu en 1987 de réduction extraordinaire de la valeur des actifs comme en 1986 où les sociétés pétrolières ont inscrit plus de 3 milliards de dollars en rapport avec cette réduction. En outre, la hausse des prix du pétrole brut, la baisse des taux provinciaux de redevances et l'élimination de la Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) ont aussi contribué aux résultats positifs.

Les dépenses en capital se sont faites largement selon les plans de dépenses des entreprises de l'automne 1986, suite à l'élimination de la TRPG. Le taux de réinvestissement a grimpé de 59% au début de 1987 à 90 % pendant le deuxième semestre. Cette montée en flèche trouve sa justification dans la relative stabilité des prix et dans les mesures améliorées d'encouragement au forage. Pour l'année entière, le taux de réinvestissement s'en est tenu à une moyenne appréciable de 75%.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma haute considération.

George A. Reinecke

George A. Reinecke
Directeur

Le 22 juillet 1988

Nouveautés et particularités

Nous tenons à vous signaler que l'Examen de l'activité renferme quelques nouveaux renseignements et que ce rapport devrait être lu sous toutes réserves.

Nouveautés

- Dans la formule du rapport annuel de 1987, on a ajouté à l'annexe des dépenses en capital des informations sur le financement par actions accréditives. Celles-ci, jointes aux renseignements comparables recueillis en 1986 dans la partie de la formule de rapport semi-annuelle consacrée aux impôts, donnent une base de comparaison.

- Les revenus tirés du financement par actions accréditives des sociétés déclarantes à l'ASSP ont totalisé 115 millions de dollars en 1987, soit une augmentation de 40 % par rapport aux 80 millions de dollars en 1986. Cependant, ce moyen de financement n'a contribué que 3 % au total des dépenses réservées à l'exploration et au développement.

- Un nouveau tableau (Annexe B14) illustre la répartition du capital utilisé par secteur et par segment.

- Le rapport contient, dans le segment pluriannuel de la page 41, un tableau récapitulatif de certaines données financières liées aux activitées en amont pour les neuf dernières années. En outre, à l'annexe A23, deux tableaux récapitulatifs résument des données comparables pour les activités en amont et en aval.

- Le chapitre sur le partage des recettes qui paraît normalement pour chaque année complète a été reporté et sera inclus dans le rapport semi-annuel de 1988 après consultation avec l'industrie et les gouvernements.

L'annexe D intitulée Mandat de l'ASSP a été allongée pour comprendre une partie sur la détermination de la participation et du contrôle (page 86), et précise maintenant la méthode utilisée par l'Agence afin d'établir cette détermination.

Particularités

- En 1986, selon les nouvelles notes d'orientation de l'ICCA, les sociétés qui utilisaient la méthode de capitalisation du coût entier ont déclaré une réduction de la valeur de leurs actifs de presque 3 milliards de dollars. La stabilisation des prix du pétrole brut en 1987 a permis d'éviter une réduction supplémentaire.

- Les dividendes extraordinaires de presque un milliard de dollars payés en 1986 par deux sociétés sous contrôle étranger ont entraîné une hausse du paiement des dividendes à des sommets jamais atteints. Comme de tels paiements ne se sont pas répétés en 1987, les dividendes payés cette année sont revenus aux niveaux d'avant 1986.

- La réorganisation d'une société en plusieurs sociétés séparées vendues publiquement a donné lieu à l'émergence d'une nouvelle entité du point de vue comptable et de rapport, qui fonctionne dans des conditions assez différentes. Les "autres activités au Canada" de cette société ne relèvent plus de la société déclarantes en 1987. Par conséquent, les données financières entre 1986 et 1987 accusent un vide et une réduction substantielle des actifs à long terme, des propriétés, des usines et de l'équipement, de la dette à long terme et des bénéfices non répartis.

• L'industrie canadienne du pétrole a connu en 1987 des remaniements importants à la suite de nombreuses acquisitions et fusions effectuées. Voici les plus importantes de ces transactions:

— Encor Energy Corporation Ltd. s'est portée acquéreur d'Aberford Resources Ltd.

— Westcoast Transmission Company Limited a acheté 69 % des actifs de Canadian Roxy Petroleum Ltd. ainsi que des installations pétrolières et gazières d'AGIP Canada Ltd. dans l'Ouest canadien.

— Saskatchewan Oil and Gas Corporation s'est portée acquéreur de Thomson-Jensen Energy Ltd.

— Husky Oil Ltd. est devenue une société privée appartenant indirectement à Nova, an Alberta Corporation (43 %), à Hutchison Whampoa Ltd. et Cavendish International Holdings Ltd. de Hong Kong (43 %), à V.T.K. Li (9 %) et directement à la Banque Canadienne Impériale de Commerce (5 %).

— La compagnie pétrolière Impériale Limitée s'est portée acquéreur des installations pétrolières et gazières de Sulpetro Ltd. et de Sulbath Explorations Ltd.

— Gulf Canada Limitée a été remplacée par trois sociétés publiques: Ressources Gulf Canada Ltd., Abitibi-Price Inc. et G.W. Utilities Ltd.

— Renaissance Energy Ltd. a acquis une participation majoritaire dans Emir Oils Ltd.

— Poco Petroleums Ltd. s'est portée acquéreur de 89,9 % des actions de Bonanza Oil & Gas Ltd. et d'Ethicorp Resources Ltd.

— Total Erickson Resources Ltd. a fait l'acquisition d'un bloc de contrôle de la Trans-Canada Resources Ltd.

— Scepter Resources Ltd. a acheté SOQUIP Alberta Inc.

— TransCanada PipeLines Ltd. s'est portée acquéreur d'Encor Energy Corp.

— Voyager Energy Inc. a accru sa part dans la société Voyager Energy Co. de 50 % à 100 %.

— United Coal (Canada) Ltd. a fait l'acquisition de Star Oil & Gas Ltd.

— Co-Enerco a acheté Bedford Petroleum Ltd.

— Mark Resources Inc. s'est portée acquéreur de Parasol Oil & Gas Ltd.

— Enfield Corp. Ltd. a fait l'acquisition de 32,5 % de Numac Oil & Gas Ltd.

— Numac Oil & Gas Ltd. a acheté 84 % de Giant Reef Petroleum.

— Royal Trust Energy Corp. a acheté les installations pétrolières et gazières de Sherritt Gordon Mines Ltd.

— Suncor Inc. s'est portée acquéreur de 19,5 % d'Oakwood Petroleums Ltd.

— Enerplus Resources Corp. a fait l'acquisition de Westburne Petroleum and Minerals Ltd.

• La mise en oeuvre complète du changement intervenu en 1987 dans le contrôle de la société Husky Oil Ltd. – de société sous contrôle canadien à société sous contrôle étranger – a été reportée aux rapports d'examen à venir. Ceci permet une comparaison plus significative des données de 1986 et de 1987 exposées aux chapitres 1 et 2 de ce rapport. Cependant, nous avons pris ces changements en considération pour l'année 1987 au chapitre 4, qui porte sur la participation et le contrôle canadiens. L'effet de ces changements est de transférer environ 1,5 % des revenus liés à l'inudstrie pétrolière du groupe des sociétés sous contrôle canadien ou groupe sous contrôle étranger.

En prenant cette décision sur l'état de contrôle, on doit reconnaître que le contrôle immédiat et actif de Husky revient à Nova, an Alberta Corporation, une société sous contrôle canadien. Cependant, des clauses complexes et détaillées de la convention des actionnaires peuvent être invoquées par Union Faith Canada Holdings Ltd., un actionnaire étranger, ce qui pourrait changer l'état de contrôle. La définition du contrôle utilisée par l'ASSP tient compte du contrôle éventuel et accorde ainsi beaucoup de poids à ces clauses.

• L'annexe A1, intitulée *Revue de l'année* rend compte des faits saillants dignes de mention.

• Plusieurs *statistiques* apparaissant dans le corps du texte ont été *arrondies* afin d'en faciliter la lecture. Cependant, les changements de pourcentage ont été calculés au moyen de chiffres présentés à l'annexe B.

• 135 sociétés ont fait leur rapport à l'ASSP (annexe F) mais le document est basé sur les données des 129 sociétés. Six sociétés sont exclues à cause du manque de données comparables pour l'année précédente.

Table des matières

	Page
Résumé des faits saillants	11
1. Rendement financier	
Activité globale: bénéfices nets et ressources d'autofinancement	15
Secteur amont	20
Secteur aval	23
Autres activités au Canada	23
Activités à l'étranger	23
2. Sources et affectations de fonds	
Vue d'ensemble	25
Sources et affectations de fonds (bruts)	26
Ressources d'autofinancement	27
Subventions du programme d'encouragement du secteur pétrolier	28
Dépenses en capital	29
Taux de réinvestissement	31
Paiements de dividendes	32
3. Comparaison du rendement: industrie pétrolière et autres industries	
Comparaison des bénéfices nets	33
Dépenses en capital	34
4. Tendances en matières de participation et de contrôle	35
5. Activités de recherche et de développement, de 1986 à 1987	
Dépenses de R-D interne	37
Dépenses de R-D externe	38
6. Résumé quinquennal de l'activité, de 1983 à 1987	39
Tendances principales	40
Récapitulatif : activités amont	41

Tableaux et graphiques

Page

Tableaux

1. Aperçu de l'activité globale 15
2. Bénéfices nets par secteur et par segment 16
3. Taux de rendement par secteur et par segment 17
4. Bénéfices nets par groupe de sociétés 19
5. Rendement financier des activités en amont 21
6. Marges bénéficiaires brutes: raffinage et commercialisation 22
7. Sources et affectations de fonds (nettes) 25
8. Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds 26
9. Ressources d'autofinancement, par secteur et par segment 27
10. Subventions du PESP et du PCEEMV par région et par secteur 28
11. Dépenses en capital 29
12. Comparaisons des dépenses en capital - industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières. 34
13. Participation et contrôle par pays et par secteur 36
14. Dépenses de R-D externe au Canada et à l'étranger 38
15. Résumé quinquennal de l'activité, de 1983 à 1987 39

Graphiques

1. Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant impôts 18
2. Production de pétrole et de gaz 20
3. Coûts canadiens des acquisitions de pétrole brut contre les prix des produits pétroliers 22
4. Dépenses d'exploration au Canada 30
5. Taux de réinvestissement 31
6. Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets 32
7. Comparaison des bénéfices nets - industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières 33
8. Participation et contrôle canadien dans l'industrie pétrolière 35
9. Dépenses de R-D interne par activité 37
10. État des revenus tirés des activités amont, de 1979 à 1987 41

Annexes

Page

Annexe A. Données supplémentaires

A1. Revue de l'année 45
A2. Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers 47
A3. Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel 47
A4. Prix du gaz naturel canadien : de 1974 à 1987 48
A5. Prix du pétrole brut canadien : de 1979 à 1988 49
A6. Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries par région 50
A7. Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton 50
A8. Coûts d'acquisition et prix des produits au Canada 51
A9. Moyenne des prix nets de certains produits et catégories commerciales importants par région 52
A10. Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés 53
A11. Volumes des ventes de produits pétroliers - raffineries et distributeurs 53
A12. Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment 54
A13. Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne 54
A14. Taux de rendement : industrie pétrolière et autres industries 55
A15. Taux de réinvestissement 55
A16. Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région 56
A17. Ventilation des subventions du PESP et du PCEEMV par région et par type de dépenses 56
A18. Puits achevés et mètres de forage au Canada 57
A19. Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôts 57
A20. Paiements de dividendes 58
A21. Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité 58
A22. Dépenses de R-D interne 59
A23. État des revenus et des dépenses : de 1979 à 1987 59

Annexe B. Ensemble des résultats de l'Examen

B1. État des revenus et dépenses : Ensemble de l'industrie 61
B2. État des revenus et dépenses : Sociétés intégrées et raffineurs 62
B3. État des revenus et dépenses : Petits producteurs de pétrole et gaz 63
B4. État des revenus et dépenses : Grands producteurs de pétrole et gaz 64
B5. État des revenus et dépenses : Total des producteurs de pétrole et gaz 65
B6. État des revenus et dépenses : Sociétés sous contrôle canadien 66
B7. État des revenus et dépenses : Sociétés sous contrôle étranger 67
B8. Rendement financier par principaux secteurs d'activités : Activités amont 68
B9. Rendement financier par principaux secteurs d'activités : Activités aval 70
B10. Sources et affectations de fonds 71
B11. Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement 72
B12. Dépenses en capital, par activité 73
B13. Bilan 74
B14. Capital utilisé par segment et par secteur d'activité 75
B15. Volume et valeur de la production 76
B16. Frais d'exploitation en amont et redevances 77
B17. États des revenus et des dépenses de 1983 à 1987 78
B18. Sources et affectations de fonds de 1983 à 1987 79

Annexe C. Glossaire 81

Annexe D. Mandat de l'ASSP 85

Annexe E. Notes d'orientation du manuel de l'ICCA ayant trait à la méthode de capitalisation du coût entier dans l'industrie pétrolière et gazière 89

Annexe F. Entreprises énergétiques déclarantes 91

Résumé des faits saillants

Rendement financier

Activités totales

- *Bénéfices : Les bénéfices nets de toutes les activités ont atteint 3,4 milliards de dollars en 1987 comparés à une perte de 2,7 milliards de dollars en 1986.* L'effondrement des prix internationaux du pétrole durant l'année 1986 et la réduction subséquente de 3 milliards de dollars de la valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières avaient entraîné le plus bas niveau de rendement financier jamais enregistré dans l'histoire de l'industrie pétrolière. En 1987, d'autres réductions de la valeur des actifs n'ont pas été nécessaires. En outre, la baisse des postes hors caisse, des taux d'intérêt et des frais d'exploitation, l'élimination de la TRPG et la diminution des taux provinciaux de redevances se sont soldés par une augmentation des bénéfices nets.

Par contre, ces effets positifs ont été neutralisés en partie par la baisse des prix du gaz naturel et par l'augmentation des taxes de vente et d'accise frappant les activités en aval de même que des impôts courants et reportés sur le revenu.

- Les bénéfices nets pour les sociétés sous contrôle étranger ont plus que triplé pour passer à 2,3 milliards de dollars, hausse qui s'est répercutée dans tous les segments des activités. Les bénéfices nets des entreprises sous contrôle canadien se sont chiffrés à 1,1 milliard de dollars en 1987 et se sont fortement démarqués de la perte de 3,5 milliards de dollars de 1986, causée en grande partie par la réduction de la valeur des actifs. Tous les segments des activités, à l'exception du secteur aval, ont accusé des améliorations.

- Le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires dans l'ensemble de l'industrie pétrolière canadienne a atteint 9,1 % en 1987 contre un rendement négatif de 7,1 % en 1986. Pendant la période de cinq ans qui a pris fin en 1987, le taux moyen de rendement de l'avoir propre est monté à 4,7 % comparé à une moyenne de 4 % à la fin de 1986. Le rendement du capital utilisé par l'industrie pétrolière canadienne en 1987 s'est élevé à 6,4 % à partir d'un taux négatif de 0,8 % en 1986.

Activités en amont

- Les recettes totales en amont ont augmenté de 4,9 % par rapport à 1986 pour atteindre 17,8 milliards de dollars en 1987. Cette hausse est due à une augmentation de la production de pétrole brut et à la légère montée des prix. Les bénéfices nets en amont se sont relevés d'une perte de 1,8 milliard de dollars en 1986 et enregistrent un solde positif de 2,2 milliards de dollars en 1987 qui s'explique, en partie, par la réduction extraordinaire de la valeur des actifs (2 milliards de dollars) en 1986, contre des gains de 160 millions de dollars en 1987. De plus, les bénéfices nets ont favorablement réagi à l'élimination de la TRPG, à la baisse des redevances et des frais d'intérêt, ainsi qu'à la réduction des frais hors caisse. En contrepartie, la hausse des impôts courants et reportés a minimisé l'effet positif des facteurs précédents. Le rendement du capital utilisé dans le secteur amont a atteint 6,7 % après être descendu à un taux négatif de 0,8 % en 1986. Les ressources d'autofinancement en amont ont aussi grimpé de 29 %, soit de 1,5 milliard de dollars à 6,8 milliards de dollars.

Activités en aval

- *Les recettes totales en aval* ont monté de 2 % pour s'établir à 27,4 milliards de dollars après une augmentation du volume des ventes et des taxes fédérales de vente et d'accise. Les bénéfices nets se sont élevés de 7 % pour passer de 845 millions de dollars en 1986 à 900 millions de dollars en 1987. Cette hausse trouve sa justification dans l'élargissement de la demande pour les produits pétrochimiques, qui a plus que compensé les réductions notées dans la rentabilité des activités de raffinage et de commercialisation. Notamment, dans ce dernier cas, l'industrie a enregistré une réduction de sa marge bénéficiaire brute de 0,3 cents le litre. Le rendement sur le capital utilisé dans les activités de raffinage et de commercialisation s'est fixé à 6,5 % en 1987, alors qu'il était de 6,9% en 1986.

Sources et affectations de fonds

Ressources d'autofinancement

• *Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 22 % en 1987 pour atteindre 9,4 milliards de dollars.* Cette hausse s'est fait sentir dans tous les segments de l'activité. Les ressources d'autofinancement pour les activités en amont et en aval ont grimpé de 29 % et de 3 % respectivement, tandis que pour les "autres activités au Canada" et les activités à l'étranger, elles ont augmenté de 16 % et de 10 % respectivement.

Sources externes nettes

• Dans le poste des sources externes nettes, l'industrie a enregistré une diminution à moins 2 milliards de dollars en 1987, soit 2,9 milliards de dollars de moins que l'année précédente. Cela signifie que l'industrie pétrolière a fourni des fonds nets à d'autres secteurs de l'économie canadienne. Le remboursement des dettes à long terme a dépassé l'émission de nouvelles dettes de 3,6 milliards de dollars, alors que les nouvelles participations, nettes des rachats, ont été de 1,5 milliard de dollars en 1987.

Affectations discrétionnaires

• En 1987, l'industrie a accru ses dépenses en capital nettes de 3 % pour atteindre 7 milliards de dollars. Cette hausse est due à une augmentation des dépenses pendant le second semestre de 1987. Les paiements de dividendes sont tombés de 2,6 milliards de dollars à 1,5 milliard de dollars en 1987. Le surplus de la catégorie "toutes autres sources" par rapport à la catégorie "toutes autres affectations" trouve son origine dans le transfert de fonds occasionné par la réorganisation des activités et par la vente d'actifs d'une entreprise. La réduction nette du fonds de roulement, qui avait atteint 2,4 milliards de dollars en 1986, contraste nettement avec la stabilité du fonds de roulement en 1987.

• *Les subventions du PESP et du PCEEMV*: Comme laissait entrevoir la fin du PESP, les subventions totales ont accusé une forte baisse en passant de 815 millions en 1986 à 265 millions de dollars en 1987.

Dépenses en capital

• *Les dépenses totales en capital* en 1987 ont baissé de 6 % soit de 440 millions de dollars pour se fixer à *7,5s de toutes les activités ont atteint 3,4 milli*milliards de dollars. À une réduction de 5 % des dépenses au Canada s'est combinée une baisse de 13 % dans les dépenses à l'étranger. Les dépenses en amont, représentant 73 % du total, ont baissé de 12 %, pour atteindre 5,5 milliards de dollars.

• *Dépenses d'exploration au Canada* : Ces dépenses ont diminué de 18 % pour se stabiliser à 2,7 milliards de dollars en 1987. Les dépenses d'exploration ont augmenté de 12 % dans les provinces mais baissé de 66 % dans les Terres du Canada. Ces dernières représentaient 15 % du total de 1987 en comparaison à 37 % en 1986. Les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté leurs dépenses de 4 % contre une baisse de 28 % pour les sociétés sous contrôle canadien.

• *Les dépenses en aval* ont monté de 47 %, comparativement à 1986, pour s'établir à 1,2 milliard de dollars en 1987. Les dépenses accrues pour les raffineries, la valorisation du pétrole lourd, les pipe-lines et les points de vente ont plus que compensé la baisse des sommes consacrées aux usines pétrochimiques.

Taux de réinvestissement

• Les dépenses nettes en capital ont absorbé 75 % des ressources d'autofinancement de l'industrie en 1987, comparativement à 88 % en 1986. Les dépenses en capital en amont ont totalisé 74 % des ressources d'autofinancement tirées des activités en amont, une baisse de 24 points de pourcentage par rapport à 1986.

Dividendes

• *En 1987, les dividendes ont enregistré une chute de 40 % pour se chiffrer à 1,5 milliard de dollars.* Les dividendes des sociétés sous contrôle canadien ont accusé une baisse de 17 % pour s'arrêter à 495 millions de dollars, enregistrant un taux de dividendes versés de 47 %. Les paiements de dividendes des sociétés sous contrôle étranger sont tombés de 47 % à 1 milliard de dollars pour un taux de dividendes versés de 45 %.

Rendement comparatif : Industrie pétrolière et autres industries

Bénéfices nets

• Selon les données de Statistique Canada, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière tirés de ses activités au Canada, excluant les résultats des sociétés d'État, se sont remis d'une perte de 1,8 milliard de dollars en 1986 et ont enregistré un gain de 3,2 milliards de dollars en 1987, en comparaison avec une augmentation de 37 % pour toutes les autres industries non financières au Canada. Les bénéfices nets de l'industrie pétrolière en 1987 ont donc représenté 14 % des bénéfices nets enregistrés par l'ensemble des industries non financières au Canada. Même si ce chiffre parait positif, surtout si on le compare avec celui de 1986, il n'en demeure pas moins très inférieur à celui des années précédentes (exception faite de 1983).

Dépenses en capital

• En 1987, les dépenses en capital de l'industrie pétrolière au Canada ont augmenté de 3 %. Les dépenses en capital des autres industries non financières ayant augmenté de 10 % pour la même période, l'industrie pétrolière ne représentait que 18 % des dépenses en capital de l'industrie totale en 1987, en comparaison avec 19 % pour 1986.

Tendances en matière de participation et de contrôle

D'après les recettes du secteur amont, la participation canadienne dans l'industrie pétrolière a accusé une baisse, passant de 46,7 % en 1986 à 45,1 % en 1987. Le contrôle canadien a diminué de 49 % à 45,2 % en 1987. En raison particulièrement des prises de contrôle qui ont suivi l'effondrement en 1986 des prix du pétrole brut, la participation et le contrôle canadiens pour toutes les recettes reliées au pétrole, en amont et en aval, ont diminué en comparaison avec l'année 1986, de 1,3 et de 3 points de pourcentage en 1987 pour s'arrêter à 43,8 % et 37,4 % respectivement.

Activités de recherche - développement

L'industrie pétrolière a affecté 231 millions de dollars à la recherche-développement (R-D) en 1987, soit une baisse de 5 % par rapport à 1986. Les dépenses de R-D interne ont été de 143 millions de dollars en 1986, comparativement à 167 millions de dollars en 1985. Les travaux de R-D contractuels se sont chiffrés à 88 millions de dollars, soit une hausse de 14 % par rapport à 1986.

Résumé quinquennal de l'activité de 1983 à 1987

Tendances dignes de mention:

- *Les recettes* on diminué de 17 % pour se chiffrer à 49,2 milliards de dollars de 1983 à 1987, représentant dans l'ensemble un taux annuel de *décroissance* de près de 4,3 %.

- *Les bénéfices nets*, qui ont atteint leur apogée de 3,7 milliards de dollars en 1984, ont chuté à leur point le plus bas en 1986 pour une perte évaluée à 2,7 milliards de dollars. En 1987, une remontée partielle a ramené les bénéfices à 3,4 milliards de dollars.

- *Les ressources d'autofinancement* ont pu en 1987 représenter un généreux 18,9 % des revenus, dépassant ainsi l'ancien record de 17,3 % enregistré en 1985.

- *Les dépenses en capital* ont atteint en 1985, un maximum de 12,1 milliards de dollars, chutant ensuite en 1987 au point le plus bas des cinq dernières années à 7,4 milliards de dollars.

- Les paiements de dividendes ont augmenté graduellement durant les années 1983 à 1985, sont montés en flèche en 1986 pour atteindre 2,6 milliards de dollars puis sont revenus en 1987 à 1,5 milliard de dollars.

1

Rendement financier

Activité globale: Bénéfices nets et ressources d'autofinancement

La situation financière de l'industrie pétrolière s'est nettement améliorée en 1987, alors que les bénéfices nets tirés de l'activité globale se sont élevés à 3,4 milliards de dollars, en comparaison avec la perte de 2,7 milliards de dollars survenue en 1986. L'effondrement des prix internationaux du pétrole pendant l'année 1986 et la réduction subséquente de 3 milliards de dollars de la valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières au Canada et à l'étranger se sont combinés pour entraîner le plus bas niveau de rendement financier jamais enregistré dans l'histoire de l'industrie pétrolière. En 1987 d'autres réductions de la valeur des actifs n'ont pas été nécessaires. En outre, les sociétés ont déclaré une réduction des frais imputés à la dépréciation, à l'épuisement et à d'autres frais hors caisse. Cela, allié à l'abolition de la TRPG ainsi qu'à la diminution des taux provinciaux de redevances et des exemptions temporaires du versement de redevances, a engendré une augmentation de 4 milliards de dollars des bénéfices nets tirés des activités en amont, qui sont ainsi passés d'une perte de 1,8 milliards en 1986 à un gain de 2,2 milliards de dollars en 1987. Grâce à la stabilisation des réductions dans la valeur des actifs en 1987 et aux améliorations apportées au segment pétrochimique, les bénéfices nets des activités en aval ont totalisé 900 millions de dollars, ce qui se traduit par une augmentation de 55 millions de dollars ou 7 %. Les autres activités au Canada se sont remises d'une perte de 815 millions de dollars (en raison d'une réduction de la valeur des actifs) enregistrée en 1986 et ont réalisé un profit de 235 millions de dollars en 1987. L'activité à l'étranger s'est aussi améliorée, passant d'une perte de 940 millions de dollars en 1986, en raison particulièrement de la réduction inscrite dans la valeur des actifs pétroliers à l'étranger, à un bénéfice net de 75 millions de dollars en 1987.

Les ressources d'autofinancement de l'industrie tirées de l'ensemble des activités ont augmenté de 1,7 million de dollars (22 %) pour s'établir à 9,4 milliards de dollars.

Tableau 1.
Aperçu de l'activité globale en milliards de dollars[a]

	1986	1987	Variation	%
Recettes totales	**47,9**	**49,3**	**1,4**	**3**
moins:				
Frais d'exploitation	9,3	9,0	– 0,3	– 3
Frais d'intérêt	2,8	2,3	– 0,5	18
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	6,7	7,1	0,4	7
Autres dépenses de trésorerie	20,5	20,0	– 0,5	– 3
Impôts sur le revenu				
fédéral	0,9	1,4	0,5	45
provincial	0,1	0,2	0,1	310
Ressources d'autofinancement	**7,7**	**9,4**	**1,7**	**22**
moins:				
Réduction de la valeur de l'actif[b]	6,8	5,6	– 1,2	– 17
Impôts reportés	0,1	0,5	0,4	717
Bénéfices nets avant les éléments inhabituels	0,8	3,2	2,4	288
Gains inhabituels	– 3,5	0,2	3,7	–
Bénéfices nets	**– 2,7**	**3,4**	**6,1**	**–**

Nota :
(a) Les chiffres ayant été arrondis, le total peut ne pas être exact. Pour une ventilation détaillée par secteur d'activité, voir l'annexe B1.
(b) La rubrique "réduction de la valeur de l'actif" comprend les frais non-monétaires et les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputés aux activités courantes.

Cette augmentation est attribuable aux facteurs suivants :

- la réduction des taux provinciaux de redevances et l'abolition de la TRPG;
- la baisse des taux d'intérêt et des frais d'exploitation;
- l'augmentation de la production de pétrole brut accompagnée d'une hausse des prix;
- la hausse des prix et des volumes de vente des produits pétrochimiques.

Ces facteurs positifs ont été en partie neutralisés par la baisse des prix du gaz naturel, l'augmentation des taxes de vente et d'accise sur les activités du secteur aval ainsi que l'augmentation de l'impôt sur le revenu courant.

Bénéfices nets par secteur

En 1987, les bénéfices nets pour l'industrie pétrolière ont totalisé 3,4 milliards de dollars, un grand écart avec la perte de 2,7 milliards de dollars enregistrée en 1986. La chute des prix du pétrole enregistrée en 1986 a obligé les entreprises qui utilisent la méthode de capitalisation du coût entier, en majorité des sociétés sous contrôle canadien, de réduire fortement la valeur de leurs actifs afin de ramener la valeur comptable de leurs propriétés pétrolières et gazières à des prix comparables aux prix du pétrole. Les sociétés sous contrôle canadien ont par conséquent déclaré des pertes de 3,5 milliards de dollars en 1986 mais ont accru leurs bénéfices à 1,1 milliard de dollars en 1987 alors qu'elles ont pu éviter d'autres réductions de la valeur de leurs actifs. En retour, les sociétés sous contrôle étranger, davantage épargnées par la réduction de la valeur des actifs en 1986, ont enregistré des bénéfices de 2,3 milliards de dollars en 1987, soit une augmentation de 1,5 milliard de dollars (202%).

Les sociétés sous contrôle canadien ont déclaré des résultats nettement supérieurs dans tous leurs segments d'activité, sauf pour celui relié au secteur aval, lequel rend compte d'une baisse de 110 millions de dollars en 1987, par rapport à des bénéfices totaux de 370 millions de dollars en 1986. Par ailleurs, les activités du secteur amont ainsi que les autres activités au Canada et les activités à l'étranger ont signalé des bénéfices de 805 millions de dollars, contrairement à une perte de 3,8 milliards de dollars en 1986.

En raison principalement de la chute des prix, les sociétés sous contrôle canadien ont rapporté des pertes inhabituelles de 3,2 milliards de dollars en 1986 (issues en partie de la réduction de la valeur comptable des actifs des propriétés frontalières au Canada et des avoirs de pétrole et de gaz naturel à l'étranger), alors que les gains se sont chiffrés à 20 millions de dollars en 1987. Par ailleurs de grandes réductions de la valeur des actifs, suggérées par le test du taux de plafonnement[1], n'ont pas été perçues comme des pertes extraordinaires mais intégrées à l'épuisement de l'actif en 1986. Durant l'année 1987, l'épuisement de l'actif a donc été de 27 % (600 millions de dollars) inférieur à celui de 1986. Les ressources d'autofinancement, non touchées par la différence de la réduction de la valeur des actifs entre les deux années, ont augmenté de 31 % pour atteindre 4,3 milliards de dollars en 1987.

Les bénéfices nets *des sociétés sous contrôle étranger* ont plus que triplé pour s'établir à 2,3 milliards de dollars en 1987. La réduction exceptionnelle de plus de 335 millions de dollars de la valeur des actifs en 1986, attribuable au remboursement de dette à taux d'intérêt élevé et aux programmes de réduction des effectifs, contraste nettement avec le gain de 175 millions de dollars en 1987. Les bénéfices nets avant les éléments extraordinaires ont augmenté de 95 % en 1987. Tous les secteurs d'activité des sociétés sous contrôle étranger ont bénéficié des améliorations, mais l'augmentation la plus considérable a été constatée dans le secteur amont qui a réalisé des bénéfices nets de 1,1 milliard de dollars. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 15 % pour atteindre 5,1 milliards de dollars.

(1) Un aperçu de la ligne directrice est présenté à l'annexe E.

Tableau 2.
Bénéfices nets par secteur et par segment en milliards de dollars

	1986	1987	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	– 2,2	0,6	2,8	–
Aval	0,4	0,3	– 0,1	– 30
Autres[a]	– 1,6	0,2	1,8	–
Total des sociétés sous contrôle canadien	**– 3,5**	**1,1**	**4,6**	**–**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	0,4	1,6	1,2	275
Aval	0,5	0,6	0,1	35
Autres[a]	– 0,1	0,1	0,2	–
Total des sociétés sous contrôle étranger	**0,8**	**2,3**	**1,5**	**202**
Total de l'industrie	**– 2,7**	**3,4**	**6,1**	**–**

Nota :
(a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada. Pour plus de détails, voir les annexes A12, B5 et B6.

Taux de rendement[1]

Rendement de l'avoir propre

L'avoir propre des actionnaires de l'ensemble de l'industrie pétrolière canadienne a affiché un taux de rendement de 9,1 % en 1987, comparativement à moins 7,1 % en 1986 (c'est-à-dire que pour chaque dollar d'avoir propre, l'industrie a perdu plus de 7 cents). L'augmentation de la rentabilité est attribuable au fait que les sociétés n'ont pas eu à réduire davantage la valeur de leurs actifs en 1987, au raffermissement partiel des prix du pétrole brut et aux améliorations survenues dans tous les segments d'activités. Pour les sociétés sous contrôle canadien, le taux de rendement a été de 5,7 % tandis qu'il atteignait 12,6 % pour les sociétés sous contrôle étranger. Le taux moyen de rendement de l'avoir propre pour la période de cinq ans se terminant en 1987 s'est élevé à 4,7 % par rapport à 4 % à la fin de 1986 (annexe A13)

Rendement du capital utilisé

Le rendement du capital utilisé par l'industrie pétrolière canadienne est passé de moins 0,8 % en 1986 à 6,4 % en 1987. Le taux moyen de rendement du capital utilisé a été de 4,5 % pendant la période de cinq ans se terminant en 1987, comparativement à 4,4 % à la fin de 1986. Le rendement du capital utilisé dans le secteur amont a atteint un taux de 6,7 % comparativement à moins 0,8 % en 1986, tandis que le rendement du capital utilisé en aval a baissé à 6,5 % en 1987 par rapport à 6,9 % en 1986.

Les *sociétés sous contrôle étranger* ont obtenu un taux de rendement de 8,4 % sur le capital utilisé dans l'ensemble de leurs activités réalisées en 1987, soit une augmentation par rapport au 3,7 % de 1986. Pour sa part, le taux de rendement sur le capital utilisé en amont est passé de 2,9 % à 9 % en 1987.

Le taux de rendement du capital utilisé des *sociétés sous contrôle canadien* a atteint 4,9 % en 1987, alors qu'il était descendu à moins 3,8 % en 1986. Le taux de rendement du capital utilisé en amont a été de 5,1 % par rapport à moins 3,4 % en 1986.

(1) Les taux de rendement sont calculés à partir des données fournies directement à l'ASSP par les sociétés déclarantes. L'annexe D compare ces taux (annexe A13) avec ceux obtenus à partir des données de Statistique Canada (annexe A14).

Tableau 3.
Taux de rendement par secteur et par segment en pourcentage

	Contrôle-canadien		Contrôle-étranger		Ensemble de l'industrie	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
Rendement de l'avoir propre						
Activité globale	– 16,8	5,7	4,3	12,6	– 7,1	9,1
Activité au Canada	– 13,2	5,7	4,6	12,6	– 4,8	9,2
Rendement du capital utilisé						
Activité globale	– 3,8	4,9	3,7	8,4	– 0,8	6,4
Activités au Canada	– 2,2	5,0	3,9	8,5	0,3	6,5
Activités amont	– 3,4	5,1	2,9	9,0	– 0,8	6,7
Activités aval[a]	5,9	4,1	7,5	8,3	6,9	6,5

Nota :
(a) Dans ce tableau, les activités aval ne désignent que les activités relatives aux produits pétroliers, c.-à-d. à l'exclusion des activités reliées aux produits pétrochimiques et à d'autres activités aval.

Taux de couverture de l'intérêt[1]

La situation financière de l'industrie pétrolière s'est nettement améliorée en 1987 alors que le revenu avant impôt, les postes extraordinaires et les intérêts payés équivalaient à 3,2 fois l'intérêt total, aussi bien capitalisé que payé. Ce même rapport ne dépassait pas 1,6 fois en 1986. L'augmentation marquée du taux de couverture de l'intérêt est attribuable à l'accroissement des bénéfices du secteur amont combiné à une diminution de 18 % des frais d'intérêt en général.

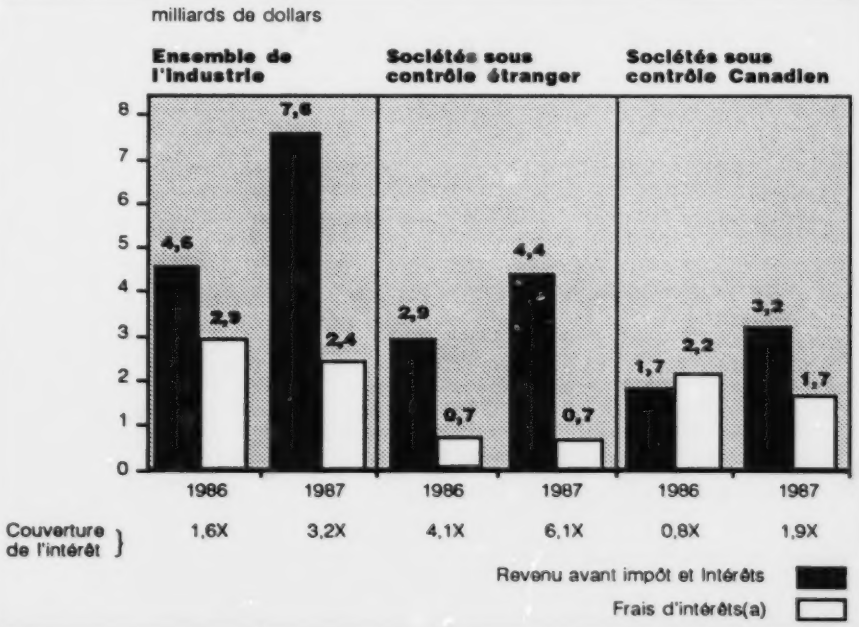
Les bénéfices nets avant impôt et intérêts des sociétés sous contrôle canadien en 1987 ont été de 3,2 milliards de dollars, soit presque deux fois le niveau de 1,7 milliard de dollars enregistré en 1986. Parallèlement, les frais d'intérêt ont chuté de 24 %, passant de 2,2 milliards de dollars en 1986 à 1,7 milliard de dollars en 1987, tandis que la dette à long terme baissait en raison des remboursements effectués ou de la réorganisation des activités (les actifs à long terme indépendants du pétrole ont été placés dans des sociétés non déclarantes avec les dettes correspondantes).

Par conséquent, le taux de couverture de l'intérêt pour ce secteur a plus que doublé, passant de 0,8 en 1986 à 1,9 fois en 1987. L'année précédente, le revenu net avant impôt et intérêts ne suffisait pas à payer les frais d'intérêt.

Le taux de couverture des sociétés sous contrôle étranger a également augmenté, atteignant 6,1 fois en 1987 par rapport à 4,1 fois en 1986. Cette amélioration s'est répercutée dans les bénéfices nets avant impôt et intérêts (qui ont monté de 53 %) alors que les frais d'intérêt n'ont augmenté que de 2 %.

(1) L'analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné qu'il n'existe pas d'uniformité et de cohérence dans la façon dont les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs, c'est-à-dire l'activité amont, l'activité aval et les autres activités au Canada et à l'étranger.

Graphique 1.
Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant impôts



Nota :
(a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt payés et capitalisés. Pour plus de détails, voir l'annexe A19.

Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs

Quatorze sociétés regroupées dans la catégorie "sociétés intégrées et raffineurs" sont à l'origine de la presque totalité des recettes du secteur aval et de 33% des activités du secteur amont. Les bénéfices nets de ce groupe se sont élevés de 905 millions de dollars pour atteindre 2 milliards de dollars en 1987. Cette augmentation est le résultat d'un accroissement de 585 millions de dollars (128 %) dans les bénéfices des activités en amont, d'une amélioration de 95 millions de dollars dans le secteur aval et d'un renversement de la situation chiffré à 225 millions de dollars dans les "autres activités canadiennes" et les activités à l'étranger.

Les bénéfices nets des "autres activités canadiennes" ont varié de 205 millions de dollars, en passant d'une perte de 120 millions de dollars en 1986 à un profit de 85 millions de dollars en 1987. Cette amélioration des bénéfices nets s'explique par les pertes extraordinaires de 180 millions de dollars en 1986 qui ont été suivies en 1987 de gains extraordinaires de 35 millions de dollars.

Producteurs de pétrole et de gaz

Les 115 producteurs de pétrole et de gaz oeuvrent presque exclusivement dans le secteur amont. Le raffermissement partiel des prix du pétrole brut a suffi à compenser la chute des prix du gaz naturel. Ainsi, les recettes brutes des activités amont ont augmenté de 3 %, passant de 11,7 milliards de dollars à 12 milliards de dollars en 1987 (annexes B5). La réduction extraordinaire des actifs en 1986 qui ne s'est pas répétée en 1987, l'élimination de la TRPG, la baisse des taux de redevances, la réduction des frais d'intérêt, des frais d'exploitation et des frais hors caisse se sont traduites par des bénéfices en amont de 1,1 milliard de dollars en 1987, contrairement à une perte de 2,2 milliards de dollars en 1986. Les bénéfices nets de l'activité aval de ce groupe ont accusé une baisse, n'atteignant que 45 millions de dollars par rapport à 85 millions de dollars en 1986. Pour leur part, les autres activités des producteurs au Canada et à l'étranger, qui avaient enregistré des pertes de 695 et de 930 millions de dollars respectivement, les ont comblé et ajouté un bénéfice de 210 millions de dollars. Les bénéfices nets totaux ont atteint 1,4 milliard de dollars en 1987, par opposition à la perte de 3,8 milliards de dollars enregistrée en 1986.

Tableau 4.
Bénéfices nets par groupe de sociétés en milliards de dollars

	1986	1987	Variation	%
Sociétés intégrées et raffineurs				
Amont	0,5	1,0	0,5	128
Aval	0,8	0,9	0,1	12
Autres[a]	– 0,1	0,1	0,2	–
Total des sociétés intégrées et raffineurs	**1,1**	**2,0**	**0,9**	**83**
Producteurs de pétrole et de gaz				
Amont	– 2,2	1,1	3,3	–
Aval	0,1	–	– 0,1	– 46
Autres[a]	– 1,6	0,2	1,8	–
Total des producteurs	**– 3,8**	**1,4**	**5,2**	**–**
Total de l'industrie	**– 2,7**	**3,4**	**6,1**	**–**

Nota :
(a) Comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des activités "autres" au Canada. Pour plus de détails, voir les annexes B1 à B4.

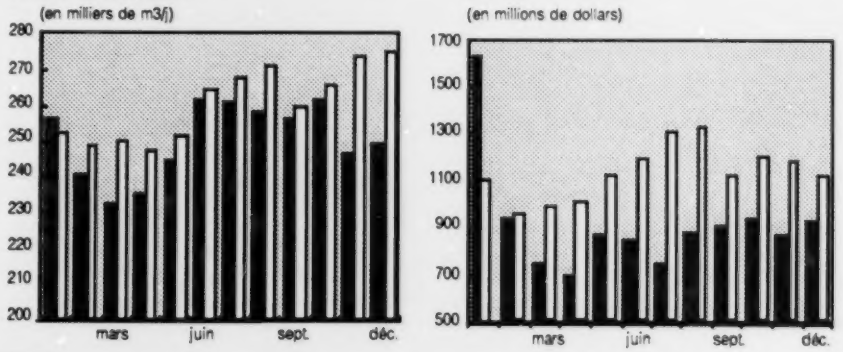
Secteur amont

Les recettes du secteur amont se sont chiffrées à 17,8 milliards de dollars en 1987, ce qui représente une augmentation de 4,9 % par rapport à 1986. La production accrue de pétrole brut (5 %) et le raffermissement partiel des prix du pétrole brut après la terrible chute de 1986 ont favorisé la montée des revenus tirés du pétrole brut qui ont atteint 2 milliards de dollars en 1987. Bien que la production de gaz naturel commercialisable s'est élevée de 8 %, la diminution des prix a entraîné une baisse de 880 millions de dollars des revenus tirés du gaz naturel. Parallèlement, les revenus provenant du soufre ont souffert une réduction de 260 millions de dollars en raison de la baisse des prix qui n'a pas été compensée, malgré une augmentation du volume des ventes.

Le prix de vente moyen du pétrole brut classique en 1987 était supérieur de 19 % au prix de la même période en 1986 – 136$ le mètre cube contre 114$ le mètre cube. Les prix du gaz naturel ont diminué de 25 % en 1987 pour atteindre en moyenne 59$ le millier de mètres cubes par rapport à 79$ le millier de mètres cubes en 1986. Le prix moyen du gaz naturel exporté aux États-Unis a chuté d'environ 23 %.

Graphique 2.
Production de pétrole et de gaz

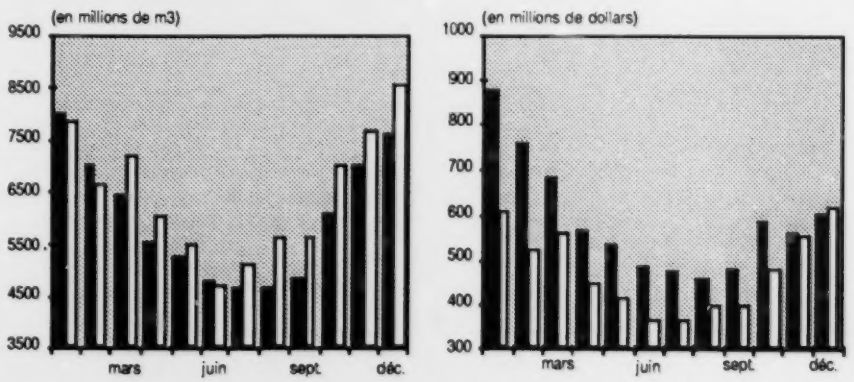
Production de pétrole (1)



Source :
EMR - Direction du pétrole

(1) Comprend le pétrole léger, moyen et lourd, le pétrole synthétique expérimental et condensats, mais exclut les pentanes.

Production de gaz naturel commercialisable



Sources :
Canadian Natural Gas Focus
EMR - Direction du gaz naturel

Le secteur amont a enregistré une nette amélioration : d'une perte de 1,8 milliard de dollars en 1986, ses bénéfices se sont chiffrés à 2,2 milliards de dollars en 1987. Ce revirement s'explique en partie par des gains extraordinaires de 160 millions de dollars en 1987 et par le fait qu'il n'a pas été nécessaire de réduire davantage la valeur des actifs comme en 1986, où cette décision avait coûté 2 milliards de dollars. En outre, les bénéfices nets ont profité de l'augmentation des prix du pétrole brut, de l'élimination de la TRPG (épargne de 450 millions de dollars), de la baisse du taux de redevances (épargne de 100 millions de dollars), de la baisse du taux d'intérêt (épargne de 80 millions de dollars), de la baisse des coûts d'exploitation (épargne de 115 millions de dollars) et de la diminution des frais hors caisse (épargne de 650 millions de dollars). Ces effets positifs ont été neutralisés en partie par l'augmentation des impôts courants et reportés qui s'est chiffrée dans les deux cas à 360 et à 335 millions de dollars. Au total, les ressources d'autofinancement pour le segment amont ont atteint 6,8 milliards de dollars, soit une augmentation de 29 % ou de 1,5 milliard de dollars.

Les *sociétés sous contrôle canadien* ont fait état d'un accroissement de 2,8 milliards de dollars qui leur a permis de changer une perte de 2,2 milliards de dollars en 1986 en un profit de 615 millions de dollars en 1987. Les réductions extraordinaires de la valeur des actifs sont arrivées à 1,8 milliard de dollars en 1986 suite à la baisse de la valeur du produit et à l'émission des notes d'orientation de l'ICCA. En 1987, les sociétés sous contrôle canadien ont déclaré un gain de 20 millions de dollars et une diminution des dépenses dans presque toutes les catégories sauf dans celles des impôts courants et reportés sur le revenu.

Les sociétés sous contrôle étranger ont vu leurs bénéfices en amont s'accroître de 1,1 milliard de dollars, pour totaliser 1,6 milliard de dollars alors que les dépenses ont baissé de façon générale et que les sociétés ont enregistré un gain extraordinaire de 140 millions en 1987 au lieu de la perte inhabituelle de 125 millions de dollars en 1986.

Tableau 5.
Rendement financier des activités amont en milliards de dollars

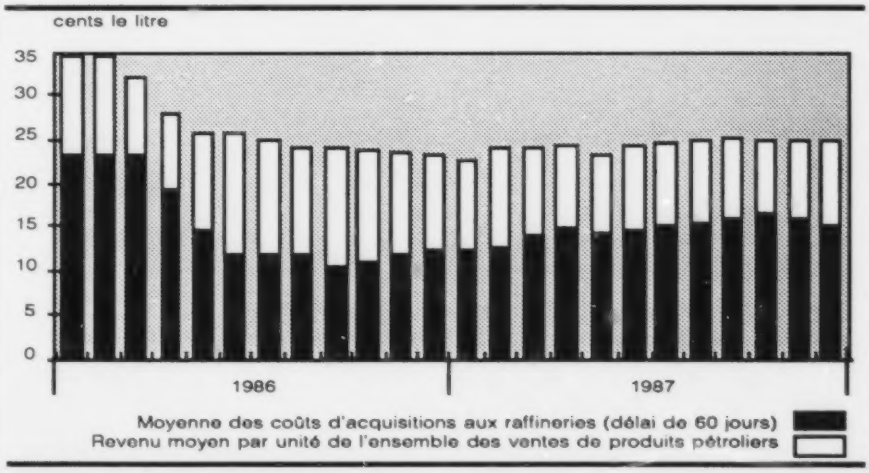
	1986	1987	Variation	%
Recettes totales	17,0	17,8	0,8	5
moins:				
Frais d'exploitation	4,8	4,7	– 0,1	– 3
Frais d'intérêt	1,7	1,6	– 0,1	– 5
Redevances, taxes	3,1	3,0	– 0,1	– 3
TRPG	0,5	–	– 0,5	–
Autres dépenses	5,8	4,9	– 0,9	– 16
Revenus avant impôt	**1,0**	**3,6**	**2,6**	**244**
Impôts courants	0,8	1,1	0,3	46
Impôts reportés	0,1	0,4	0,3	449
Bénéfices nets avant les éléments inhabituels	0,2	2,0	1,8	993
Gains inhabituels	– 2,0	0,2	2,2	–
Bénéfices nets	**– 1,8**	**2,2**	**4,0**	**–**

Secteur aval

Raffinage et commercialisation

Les recettes du raffinage et de la commercialisation ont augmenté de 2 % pour s'établir à 24,2 milliards de dollars. Cette augmentation a pour origine le gonflement du volume des ventes et le transfert aux produits de la hausse des taxes fédérales de vente et d'accise, chiffrée à 33 %, malgré une baisse marginale des coûts des matières premières. Le coût des produits vendus a diminué de 3 %.

Graphique 3.
Coûts canadiens des acquisitions de pétrole brut contre les prix des produits pétroliers



Pendant l'année 1987, la différence entre le prix moyen des produits raffinés (taxe provinciale de vente exclue) et les coûts moyens d'acquisition du pétrole brut pour les raffineurs s'établit entre 8,2 cents et 11 cents le litre. Les résultats de 1987 sont bien inférieurs à ceux de 1986 qui variaient de 8,6 cents à 14 cents le litre.

Les bénéfices nets sont descendus de 260 millions de dollars ou 28 % en 1987 pour arriver au montant de 665 millions de dollars. Survenue malgré l'amélioration du taux d'utilisation, la baisse résulte en partie d'un glissement de presque 0,3 cents le litre de la marge bénéficiaire brute, par rapport à celle de 1986.

Tableau 6.
Marges bénéficiaires brutes: raffinage et commercialisation

	1986		1987		Variation
	millions de $	¢/litre	millions de $	¢/litre	¢/litre
Chiffre d'affaires brut	23203	29,06	23731	28,63	– 0,42
Autres recettes	346	0,43	468	0,56	0,13
Recettes totales	**23549**	**29,49**	**24200**	**29,20**	**– 0,29**
moins:					
Taxes d'accise et de vente fédérales	2969	3,72	3957	4,77	1,06
Coût des produits vendus	15782	19,76	15474	18,67	– 1,09
Marge bénéficiaire brute	**4798**	**6,01**	**4768**	**5,75**	**– 0,25**
moins:					
Frais de commercialisation, de vente et d'administration	2911	3,65	3006	3,63	– 0,02
Revenu en espèces avant intérêts et impôts courants	**1887**	**2,36**	**1762**	**2,13**	**– 0,24**
Frais d'intérêt	94	0,12	72	0,09	– 0,03
Impôts courants	370	0,46	384	0,46	0,00
Revenu en espèces après impôts courants	**1422**	**1,78**	**1305**	**1,57**	**– 0,21**

D'autre part, des profits tirés de la vente d'actifs du secteur aval en 1986, déclarés comme étant des frais hors caisse négatifs, ont masqué le véritable niveau de rentabilité qui prévalait alors. Ceci a donné lieu à un rendement du capital utilisé de 6,5 % en 1987 contre 6,9 % en 1986 (annexe A13).

Les ressources d'autofinancement du raffinage et de la commercialisation ont diminué de 7 % ou de 100 millions de dollars pour s'établir à 1,3 milliard de dollars en 1987, illustrant clairement le ralentissement ressenti dans ce segment d'activité.

Les marges bénéficiaires brutes, définies comme étant la différence entre la moyenne des recettes de la vente de produits, les taxes directes et le coût des marchandises vendues, ont baissé à 5,8 cents le litre en 1987 par rapport à 6 cents le litre en 1986. À l'origine de cette diminution figurent la forte concurrence des prix et l'augmentation des taxes fédérales de vente et d'accise.

En outre, la réglementation des prix dans certaines régions du pays a clairement porté atteinte à la marge de profit de l'industrie.

Autres activités aval

Les bénéfices tirés des autres activités aval, surtout les activités liées à la pétrochimie, ont monté en flèche. D'une perte de 80 millions de dollars en 1986, les sociétés sont passées à un gain de 235 millions de dollars en 1987, surtout redevable à l'augmentation de la demande de ces produits. En outre, les pertes extraordinaires de 170 millions de dollars ne se sont pas répétées en 1987 et favorisent d'autant plus la comparaison pour cette année. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 58 % pour atteindre 425 millions de dollars.

Total du secteur aval

Les recettes totales tirées du raffinage, de la commercialisation et des autres activités aval ont augmenté de 3 %, atteignant 27,4 milliards de dollars. Les bénéfices nets se sont accrus également de 7 % pour passer de 845 millions de dollars en 1986 à 900 millions de dollars en 1987 alors que les ressources d'autofinancement montaient de 3 % (60 millions de dollars) jusqu'à 1,7 milliard de dollars.

Autres activités au Canada

Ce segment, qui englobe les revenus et les dépenses de société, a réalisé un profit de 235 millions de dollars en 1987, comparativement à une perte de 815 millions de dollars en 1986. Cette amélioration est attribuable au fait que des pertes extraordinaires de 775 millions de dollars enregistrées en 1986 ne se sont pas répétées. Parallèlement, ces pertes étaient liées au rachat de débentures à taux d'intérêt élevé, à l'application des notes d'orientation de l'ICCA et aux programmes de réduction des effectifs. Par ailleurs, un profit exceptionnel de 65 millions de dollars a été enregistré en 1987. En outre, alors que les frais d'intérêt ont chuté de 320 millions de dollars en 1987, les frais hors caisse ont également baissé de 125 millions de dollars. Les ressources d'autofinancement, non touchées par la réduction de la valeur des actifs et les frais hors caisse, sont passées de 305 millions de dollars en 1986 à 355 millions de dollars en 1987.

Comme il a été mentionné dans les examens antérieurs de l'activité, bon nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt au poste des "affaires de la société" qui, par définition, fait partie intégrante des "autres activités au Canada". Bien qu'un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteur, 23 % de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont toujours imputés à ce secteur qui ne produit que 6 % du total des recettes.

Activités à l'étranger

Les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger ont augmenté, passant d'une perte de 935 millions de dollars en 1986 à un profit de 75 millions de dollars en 1987. Les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes sont surtout liées au pétrole et au gaz naturel. L'application des notes d'orientation de l'ICCA a provoqué des pertes extraordinaires de 530 millions de dollars en 1986 et des frais hors caisse plus élevés qu'à l'ordinaire. En comparaison, les pertes extraordinaires se sont limitées à 35 millions de dollars en 1987. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 10 % pour totaliser 490 millions de dollars.

2

Sources et affectations de fonds[1]

Vue d'ensemble

Les fonds de l'industrie pétrolières, avant les "affectations discrétionnaires", ont diminué de 1,3 milliard de dollars ou de 15 % pour tomber à 7,3 milliards de dollars en 1987. L'augmentation de 1,7 milliard de dollars des ressources d'autofinancement a été plus que neutralisée par la baisse des apports nets externes qui ont diminué de 2,9 milliards de dollars pour se chiffrer à moins 2 milliards de dollars. Autrement dit, l'industrie a remis 2 milliards de dollars aux autres industries et personnes.

Les remboursements de dettes à long terme ont dépassé les émissions de dettes de 3,6 milliards de dollars par rapport à 1 milliard de dollars de remboursements nets en 1986. En 1987, plusieurs sociétés ont diminué leur dette en se réorganisant (la dette a été transférée, de même que les actifs, à d'autres segments de l'industrie et ne relève plus de la compagnie pétrolière issue de la fusion) et en vendant leurs actifs, pendant qu'en 1986 plusieurs sociétés se sont acquittées des dettes portant des taux d'intérêt plus élevés que les taux courants. Le nouvel avoir propre, net de rachats, s'est chiffré à 1,5 milliard de dollars en 1987 par rapport à 2 milliards de dollars en 1986.

En 1987, les dépenses en capital nettes ont augmenté de 3 % pour atteindre 7 milliards de dollars et refléter ainsi la reprise de l'activité durant le deuxième semestre de l'année. Les paiements de dividendes ont accusé une baisse, passant de 2,6 à 1,5 milliard de dollars.

L'excédent de la catégorie "toutes autres sources" sur "toutes autres affectations" est le résultat du transfert de fonds réalisé parallèlement avec la réorganisation des sociétés et avec la vente de leurs actifs. La diminution nette du fonds de roulement de 2,4 milliards de dollars en 1986 contraste fortement avec sa stabilité en 1987.

(1) Les sources et affectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées à l'ASSP sur une base nette. Par exemple, une entreprise contractant et remboursant une dette n'indique que le montant net. Le même principe s'applique aux changements intervenant dans les avoirs propres et le fonds de roulement. Pour l'ensemble de l'industrie, l'ASSP additionne les montants net afin d'établir le retrait ou la contribution nets de fonds à d'autres secteurs de l'économie. Cependant, afin de permettre au lecteur de faire la distinction entre la nouvelle dette à long terme et le remboursement de la dette, etc., l'ASSP indique ces montants séparément au tableau 8.

Tableau 7.
Sources et affectations de fonds (nettes) en milliards de dollars

	1986	1987	Variation	%
Ressources d'autofinancement				
Bénéfices nets avant les postes inhabituels	0,8	3,2	2,4	303
Frais non monétaires[a]	6,9	6,2	- 0,7	- 10
Ressources d'autofinancement	**7,7**	**9,4**	**1,7**	**22**
Sources externes nettes				
Nouvelle dette à long terme, après les remboursements	- 1,0	- 3,6	- 2,6	-
Nouvel avoir propre après les rachats	2,0	1,5	- 0,5	- 22
Sources externes nettes	**0,9**	**- 2,0**	**- 2,9**	**-**
Sources nettes	**8,6**	**7,3**	**- 1,3**	**- 15**
Affectations discrétionnaires				
Dépenses en capital nettes	6,8	7,0	0,2	3
Paiements de dividendes	2,6	1,5	- 1,1	- 40
Autres affectations, après autres sources	1,7	- 1,2	- 2,9	-
Affectations nettes	**11,0**	**7,3**	**- 3,7**	**- 34**
Augmentation nette du fonds de roulement	**- 2,4**	**-**	**2,4**	**-**

Nota :
(a) Comprend les impôts reportés, les dépenses d'exploration et de mise en valeur déduites du revenu courant ainsi que les autres frais non monétaires (dépréciation, épuisement et amortissement) n'exigeant pas de mise de fonds pour la période visée.

Sources et affectations de fonds (bruts)

En 1987, des fonds autres que les ressources d'autofinancement ont continué de provenir de diverses sources et ont largement contrebalancé les affectations connexes. La nouvelle dette à long terme a baissé de 1 milliard à 875 millions de dollars et le remboursement de la dette a augmenté de 51 %, soit de 1,5 milliard de dollars à 4,4 milliards de dollars en 1987. L'émission de nouvelles actions a accusé un repli de 565 millions de dollars pour s'établir à 1,8 milliard de dollars, tandis que les réductions de 130 millions de dollars de l'avoir propre, pour passer à 320 millions de dollars. Les augmentations rapportées individuellement au fond de roulement ont atteint 2 milliards de dollars en 1987, soit une augmentation de 1,1 milliard de dollars par rapport aux 920 millions de dollars de 1986. Les réductions du fond de roulement ont totalisé 2 milliards de dollars en 1987 contre 3,3 milliards de dollars en 1986. L'augmentation des apports de "toutes autres sources" s'explique en partie par le transfert des actifs qui a résulté de la réorganisation des sociétés et par la vente des propriétés pétrolières et gazières. La diminution enregistrée dans "toutes autres affectations" traduit les montants moins élevés engagés dans des prises de contrôle durant l'année 1987.

Les dépenses nettes en capital, la plus grande composante de la catégorie "affectations de fonds", se sont accrues de 3 % (220 millions de dollars) jusqu'à 7 milliards de dollars (pour plus de détails, voir le tableau 11).

Tableau 8.
Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds
en milliards de dollars[a]

	1986	1987	Variation	Variation %
Nouvelle dette à long terme[b]	1,9	0,9	– 1,0	– 54
Remboursement de la dette à long terme[d]	2,9	4,4	1,5	51
Dette à long terme, après remboursements	**– 1,0**	**– 3,6**	**– 2,6**	**–**
Nouvel avoir propre[b]	2,4	1,8	– 0,6	– 23
Rachat de l'avoir propre[d]	0,5	0,3	– 0,2	– 29
Avoir propre net, après rachats	**2,0**	**1,5**	**– 0,5**	**– 22**
Augmentation du fonds de roulement[d]	0,9	2,0	1,1	121
Diminution du fonds de roulement[b]	3,3	2,0	– 1,3	– 40
Variation du fonds de roulement net	**– 2,4**	**–**	**2,4**	**–**
Toutes autres sources[c]	5,1	7,5	2,4	47
Toutes autres affectations[e]	6,8	6,2	– 0,6	– 8
Autres affectations après les autres sources nettes	**1,7**	**– 1,2**	**– 2,9**	**–**
Total des dépenses en capital	7,9	7,5	– 0,4	– 6
PCEEMV, PESP et autres programmes semblables	1,1	0,5	– 0,6	– 57
Dépenses en capital nettes	**6,8**	**7,0**	**0,2**	**3**

Nota :
(a) L'annexe B10 fournit plus de détails à ce sujet.
(b) Représente les montants d'une nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds nets de ces sources.
(c) Comprend les gains inhabituels; les pertes inhabituelles figurent au titre "Toutes autres affectations".
(d) Représente l'affectation nette de fonds au remboursement de la dette à long terme, au rachat de l'avoir propre, ou à l'accroissement du fonds de roulement par les sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins.
(e) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des prises de contrôle sur des sociétés.

Ressources d'autofinancement

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont augmenté de 22 % (1,7 milliard de dollars) pour atteindre 9,4 milliards de dollars en 1987 grâce, surtout, au raffermissement des prix du pétrole brut, à l'augmentation de la production, à l'abolition de la TRPG et à la réduction des redevances, des frais d'exploitation et des frais d'intérêt. Le secteur amont a enregistré une hausse de 29 % (1,5 milliard de dollars) pour s'établir à 6,8 milliards de dollars en 1987. La montée des prix et du volume des ventes dans le secteur pétrochimique a eu pour conséquence d'accroître de 3 % (60 millions de dollars) les ressources d'autofinancement tirées des activités aval qui ont atteint la somme de 1,7 milliard de dollars. Les ressources d'autofinancement en provenance des "autres activités au Canada" sont passées de 305 millions de dollars en 1986 à 355 millions de dollars en 1987 (accroissement de 16 %), tandis que celles des activités à l'étranger ont augmenté de 10 % pour s'établir à 490 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement des *sociétés sous contrôle canadien* ont été de 4,3 milliards de dollars, ce qui représente une augmentation de 31 %. Celles des *sociétés sous contrôle étranger* ont augmenté de 15 % pour atteindre 5,1 milliards de dollars, les ressources d'autofinancement plus élevées des secteurs aval et amont et des activités à l'étranger compensant amplement la baisse enregistrée dans les autres secteurs d'activités au Canada.

Tableau 9.
Ressources d'autofinancement, par secteur et par segment
en milliards de dollars[a]

	1986	1987	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	2,2	3,1	0,9	43
Aval	0,8	0,7	– 0,1	– 11
Autres[b]	0,4	0,5	0,1	44
Total des sociétés sous contrôle canadien	**3,3**	**4,3**	**1,0**	**31**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	3,1	3,7	0,6	19
Aval	0,9	1,1	0,2	16
Autres[b]	0,3	0,3	–	– 16
Total des sociétés sous contrôle étranger	**4,4**	**5,1**	**0,7**	**15**
Total de l'industrie				
Amont	5,3	6,8	1,5	29
Aval	1,7	1,7	–	3
Autres[b]	0,7	0,8	0,1	13
Grand total	**7,7**	**9,4**	**1,7**	**22**

Nota :
(a) Voir les annexes B5 et B6 pour plus de détails.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées des activités à l'étranger et des 'autres activités au Canada'.

Subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier

Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) s'est terminé officiellement le 31 mars 1986. Par contre, il reste à faire honneur aux engagements pris en vertu d'ententes encore en vigueur au sujet des activités poursuivies sur les Terres du Canada. Le 25 mars 1987, le gouvernment canadien a annoncé la création du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) visant à fournir une aide directe à l'industrie au chapitre des dépenses en capital du secteur amont.

Les subventions du gouvernement, qui totalisaient 815 millions de dollars en 1986 (uniquement des subventions du PESP), sont tombées à 265 millions de dollars pour la même période en 1987 (comprenant les subventions du PESP et du PCEEMV). Les sociétés sous contrôle canadien ont reçu 82 % des subventions totales en 1987, comparativement à 96 % l'an dernier.

Tableau 10.
Subventions du PESP et du PCEEMV par région et par secteur
en millions de dollars

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
Provinces	172	131	3	41	175	172
Terres du Canada	613	87	27	6	640	93
Total du Canada	785	218	30	47	815	265

Nota :
Pour plus de détails, voir l'annexe A17.

Dépenses en capital

En 1987, *les dépenses en capital brutes* ont diminué de 6 % (440 millions de dollars) pour passer à 7,5 milliards de dollars. Cette baisse s'explique par une réduction de 5 % dans les dépenses canadiennes, combinée à une diminution de 13 % dans les dépenses à l'étranger. Le pourcentage des dépenses à l'étranger calculé en fonction des dépenses totales en capital est demeuré à 7%. Les dépenses en amont continuent de constituer la plus importante composante du total des dépenses en capital, soit 73 % en 1987 contre 79 % en 1986.

Tous les éléments du secteur amont ont affiché des baisses. Les dépenses aval et non précisées ainsi que les dépenses des autres secteurs ont augmenté.

Tableau 11.
Dépenses en capital en milliards de dollars[a]

	1986	1987	Variation	%	Part du total 1986 %	Part du total 1987 %
Amont						
Exploration	3,3	2,7	– 0,6	– 17	41	36
Mise en valeur	1,0	1,0	–	– 4	13	13
Production	1,4	1,2	– 0,2	– 8	17	16
Non classique[b]	0,6	0,5	– 0,1	– 9	8	7
Total – amont[c]	6,3	5,5	– 0,8	– 12	79	73
Aval	0,8	1,2	0,4	47	10	16
Extraction des ressources énergétiques	0,1	0,1	–	– 50	1	1
Autres	0,2	0,3	0,1	49	2	4
Total au Canada	**7,4**	**7,0**	**– 0,4**	**– 5**	**93**	**93**
Dépenses à l'étranger	**0,6**	**0,5**	**– 0,1**	**– 13**	**7**	**7**
Total des dépenses	**7,9**	**7,5**	**– 0,4**	**– 6**	**100**	**100**
Subventions d'encouragement et autres recettes	1,1	0,5	– 0,6	– 59		
Dépenses en capital nettes	**6,8**	**7,0**	**0,2**	**3**		
Rappel :						
Dépenses en capital amont (Nettes des subventions d'encouragement et autres recettes)	5,2	5,0	– 0,2	– 2		
Financement par actions accréditives	0,1	0,1	–	40		

Nota :
(a) Pour une ventilation plus détaillée, voir l'annexe B12.
(b) Comprend les produits de sables pétrolifères et de pétrole lourd non classique.
(c) Comprend les subventions du PESP, du PCEEMV et d'autres recettes.

Secteur amont : Le léger raffermissement des prix internationaux du pétrole, l'abolition de la TRPG et les nouvelles mesures gouvernementales d'encouragement au forage n'ont pas suffi à stimuler les dépenses en capital en amont dans les provinces au-delà des niveaux de 1986. En outre, les dépenses dans les Terres du Canada ont subi les répercussions négatives des prix encore relativement faibles du pétrole et de la fin du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Dans l'ensemble, les dépenses en amont ont diminué, par rapport à 1986, de 12% (780 millions de dollars) pour s'arrêter à 5,5 milliards de dollars en 1987. Dans toutes les catégories d'activités du secteur amont, les dépenses ont freiné.

Déduction faite des subventions d'encouragement, les dépenses engagées dans le secteur amont par des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 5 % tandis que celles des sociétés sous contrôle étranger se sont accrues de 1 %. Par conséquent, la part des dépenses en capital attribuable au groupe de sociétés sous contrôle canadien a baissé de 1,4 point de pourcentage pour représenter 50,2 % du total des dépenses (annexe B11).

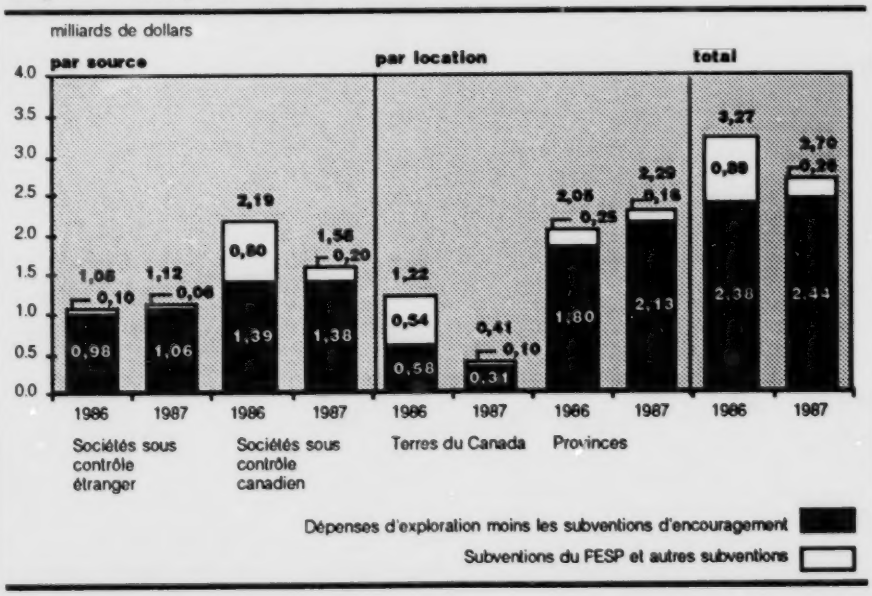
Les dépenses d'exploration engagées dans les provinces ont augmenté de 12 % jusqu'à 2,3 milliards de dollars. Par contre, celles des Terres du Canada ont chuté de 66 % pour se chiffrer à 410 millions de dollars. Ceci représente une diminution de 18 % des dépenses totales d'exploration qui s'élèvent à 2,7 milliards de dollars. Les dépenses dans les Terres du Canada correspondent à 15 % des dépenses totales en 1987, en comparaison avec 37 % en 1986, alors que toutes les régions des Terres du Canada sont touchées.

Les dépenses d'exploration engagées par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 4 % en 1987 tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien ont accusé une baisse de 28 %, explicable surtout par un retrait des Terres du Canada. Les sociétés sous contrôle canadien représentaient 58 % du total des dépenses d'exploration et 84 % de l'activité frontalière. En 1987, les revenus tirés du financement par actions accréditives et consacrés à l'exploration s'élevaient à 115 millions de dollars, soit une augmentation de 40 % par rapport au total de 80 millions de dollars de 1986.

Dépenses dans le secteur aval : Les dépenses engagées dans le secteur aval ont été de 1,2 milliard de dollars en 1987, soit une augmentation de 47 % causée en majeure partie par l'expansion et la modernisation des raffineries ainsi que par la création d'une usine de valorisation du pétrole lourd. L'augmentation des dépenses engagées dans les raffineries, les pipe-lines et les points de vente ont plus que comblé la baisse des dépenses effectuées relativement aux usines pétrochimiques.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres : Les dépenses consacrées à l'extraction des ressources énergétiques minières ont diminué, mais toutes les autres ont augmenté, y compris celles des installations pour extraction minière, des navires de forage, des caissons et des installations de forage. Cette dernière catégorie de dépenses comprend aussi le montant capitalisé des intérêts payés relativement aux dépenses avant la mise en route des projets.

Graphique 4.
Dépenses d'explorations au Canada



Taux de réinvestissement

Les changements profonds qui ont chamboulé l'industrie en 1986 et en 1987 rendent difficile toute comparaison entre les deux années. Le taux total de réinvestissement de l'industrie pétrolière, soit le total des dépenses en capital nettes[1], par rapport aux ressources d'autofinancement provenant de tous les secteurs d'activités, a baissé de 88 % en 1986 à 75 %.

Étant donné le ralentissement considérable des activités de l'industrie en 1986, les sociétés n'ont pu profiter rapidement des ressources d'autofinancement plus élevées enregistrées pendant les premiers mois de 1987. La chute des prix du pétrole brut en 1986 n'avait pas seulement paralysé le réinvestissement mais avait aussi porté atteinte aux ressources physiques et humaines de l'industrie.

Néanmoins, avec le renforcement suivi de la stabilisation générale des prix en 1987, les dépenses en capital se sont poursuivies conformément aux plans définis par les sociétés à l'automne de 1986, après l'élimination de la TRPG. Tandis que, pendant le premier semestre, le taux de réinvestissement s'en est tenu à un faible 59 % des ressources d'autofinancement, il s'est redressé par la suite pour atteindre 90 % ou une moyenne de 75% pour l'année, stimulé également par de meilleures mesures d'encouragement au forage.

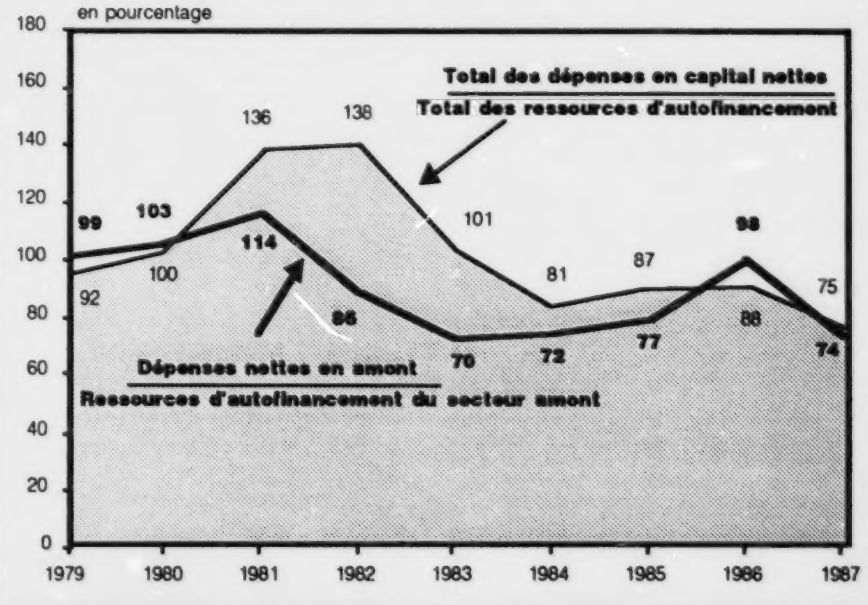
Les activités aux coûts plus élevés, telles que les dépenses dans les Terres du Canada et les mégaprojets, ont été remises à plus tard compte tenu des prévisions défavorables à l'égard des prix et de l'élimination du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Les dépenses totales en capital en 1987 ont aussi été entravées par les difficultés financières de plusieurs sociétés.

Les deux groupes de contrôle ont accusé d'importantes baisses du taux de réinvestissement. Celui des sociétés sous contrôle canadien est passé de 110 % en 1986 à 87 % en 1987, tandis que celui des sociétés sous contrôle étranger a chuté de 72 % à 65 %. Une comparaison des activités amont des deux groupes révèle des tendances semblables, les sociétés sous contrôle canadien ayant réinvesti 81 % des ressources d'autofinancement du secteur amont (diminution de 42 points de pourcentage) comparativement à 68 % pour les sociétés sous contrôle étranger (baisse de 13 points de pourcentage).

Les dépenses en capital du secteur amont (moins les subventions d'encouragement), même si elles ont baissé de 24 points de pourcentage par rapport à 1986, ont représenté 74 % des ressources d'autofinancement du secteur amont. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 29 % tandis que les dépenses en capital nettes du même secteur ont diminué de 2 %.

(1) Les dépenses en capital nettes sont les dépenses en capital moins les subventions d'encouragement et les recettes d'assurances.

Graphique 5.
Taux de réinvestissement

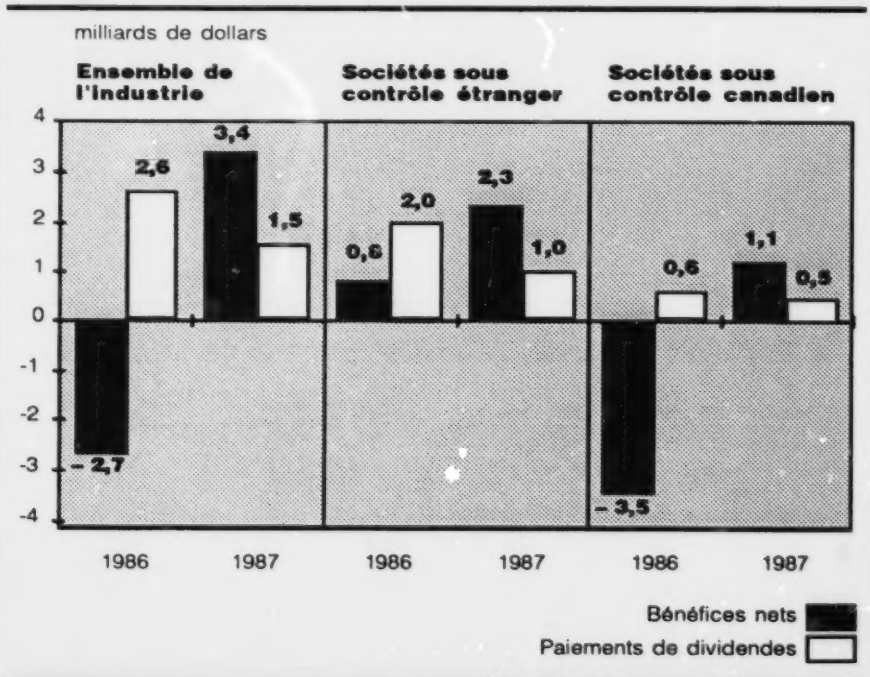


Paiements de dividendes

Les paiements de dividendes versés par les sociétés de l'industrie pétrolière ont diminué de 40 % pour passer à 1,5 milliard de dollars en 1987, tandis que les bénéfices nets ont rattrapé la perte de 2,7 milliards de dollars pour s'établir à 3,4 milliards de dollars. En 1986, des dividendes plus élevés ont été payés par des sociétés sous contrôle étranger qui n'avaient pas payé de dividendes au cours des années précédentes ou qui avaient utilisé les paiements de dividendes conjointement avec une restructuration du capital. La situation ne s'est pas répétée en 1987.

Les paiements de dividendes par des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 17 % pour s'établir à 495 millions de dollars, donnant ainsi un taux de dividendes versés de 47 % en 1987. Les paiements de dividendes des sociétés sous contrôle étranger ont pour leur part été réduits de 47 % pour n'atteindre que 1 milliard de dollars, c'est-à-dire un taux de dividendes versés de 45 %.

Graphique 6.
Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets



3

Comparaison du rendement : industrie pétrolière et autres industries

Comparaison des bénéfices nets

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de mieux évaluer la performance financière du secteur pétrolier et gazier par rapport à celles des autres secteurs de l'économie.(1)

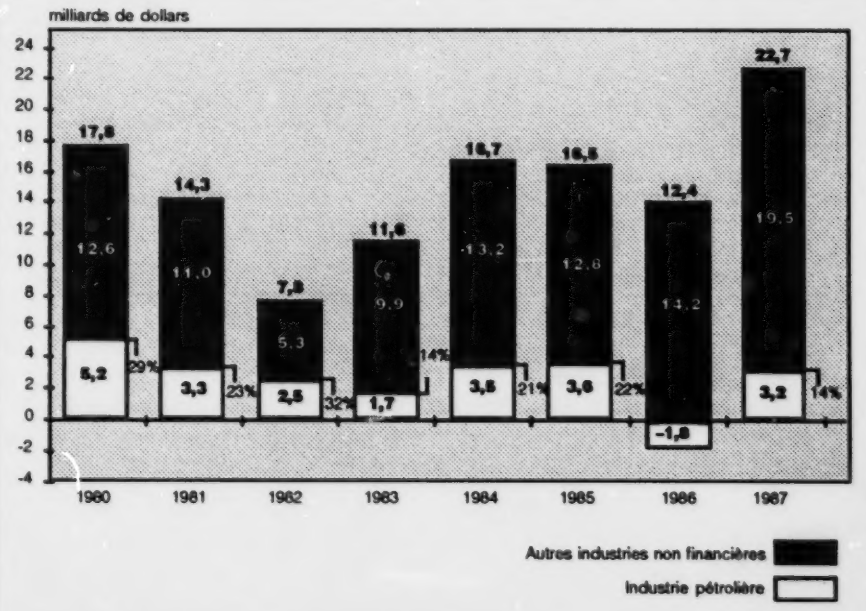
Sans compter les sociétés d'État, les bénéfices nets tirés des activités de l'industrie pétrolière au Canada, tels qu'établis après les postes extraordinaires, sont passés d'une perte de 1,8 milliard de dollars en 1986 à un profit de 3,2 milliards de dollars en 1987. Le résultat constaté cette année est demeuré inférieur aux niveaux atteints en 1984 et en 1985 et surtout celui de 1980, supérieur de 2 milliards de dollars.

En comparaison, les bénéfices nets de toutes les autres industries non financières ont augmenté de 37 % à un niveau jamais atteint auparavant. Tel que l'illustre le graphique 7, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière en 1987 ont représenté 14 % des bénéfices nets de toutes les industries non financières. Bien que nettement supérieur au creux spectaculaire de 1986, ce taux n'en demeure pas moins inférieur à ceux des années précédentes (à l'exception de 1983).

Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'industrie pétrolière après les postes extraordinaires (9,7 %) est comparable à celui de toutes les autres industries non financières, évalué à 12,1 %. En outre, le rendement moyen de l'industrie pétrolière pour la période de cinq ans se terminant à la fin de 1987 n'a été que de 5,8 % par rapport à 10,2 % pour les autres industries. L'industrie pétrolière a enregistré un taux de rendement du capital utilisé de 6,8 % contre 8,9 % pour l'ensemble des autres industrie non financières (annexe A14).

(1) Les données présentées dans cette section ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les chapitres 1 et 2. Les données sur l'industrie pétrolière fournies par Statistique Canada couvrent un plus grand nombre de sociétés que l'examen de l'ASSP, mais ne comprennent pas les entreprises gouvernementales, ni les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes. L'examen de l'ASSP couvre l'ensemble de l'activité des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif et les recettes dépassent un certain seuil.

Graphique 7.
Comparaison des bénéfices nets – industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières



Dépenses en capital

Selon les données compilées par Statistique Canada, les dépenses en capital brutes (c.-à-d. avant la déduction des subventions d'encouragement) de l'industrie pétrolière ont augmenté de 5 % en 1987 par rapport à 1986. Les dépenses de capital des autres industries non financières ont augmenté de 10 % principalement en raison du raffermissement du secteur de l'extraction des ressources énergétiques minières et, dans une moindre mesure, de celui des "autres secteurs non financiers". Par conséquent, la part de l'industrie pétrolière dans l'ensemble des dépenses en capital des industries non financières a diminué de 1 point de pourcentage pour s'établir à 18 % en 1987.

Tableau 12.
Comparaison des dépenses en capital – industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières en milliards de dollars

		1986	1987	Variation	%
1.	Fabrication	10,5	10,9	0,4	4
2.	Extraction minière	2,1	2,9	0,8	39
3.	**Autres industries non financières**	**15,6**	**17,2**	**1,6**	**11**
4.	**Total, industries non financières** (industrie pétrolière non comprise)	**28,2**	**31,0**	**2,8**	**10**
5.	Industrie pétrolière	6,5	6,8	0,3	5
6.	**Total, industries non financières** (y compris l'industrie pétrolière)	**34,6**	**37,8**	**3,2**	**9**
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	19	18		

Source :
Statistique Canada, 61-003, *Sociétés industrielles : Statistique financière.* Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes et comprennent les subventions de capital.

4

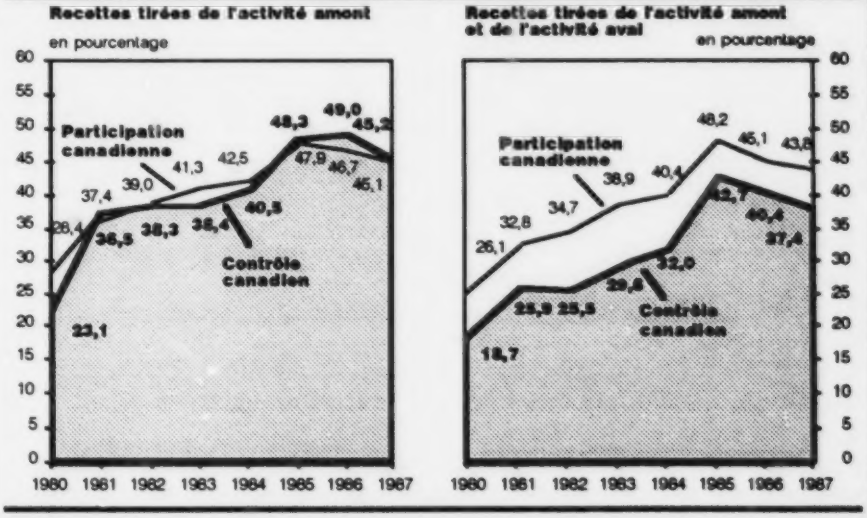
Tendances en matière de participation et de contrôle

Comme nous l'avons souligné dans la section sur les "nouveautés et les particularités", l'industrie pétrolière a subi de profondes transformations. Un grand nombre de sociétés ont été achetées partiellement ou entièrement par d'autres pour modifier ainsi le niveau de participation et de contrôle canadiens dans l'industrie en 1987. Par ailleurs, certaines sociétés sous contrôle canadien ont vendu leurs actifs dans un effort pour réduire leur endettement.

Par conséquent, la participation canadienne dans les activités amont ont baissé de 46,7 % en 1986 à 45,1 % en 1987. Parallèlement, le contrôle exercé par les canadiens a diminué de 49 % à 45,2 % en 1987.

La réduction de la participation et du contrôle canadiens a surtout été le résultat des activités de prises de contrôle et des profondes différences entre la croissance des recettes des deux secteurs. Alors que les recettes des sociétés sous contrôle étranger ont connu une augmentation de 8 %, celles de son homologue canadien s'en sont tenues à seulement 1 %, ce qui a entraîné à la baisse les pourcentages de contrôle canadien.

Graphique 8.
Participation et contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière



Sur la base des recettes tirées de l'activité amont de 1987, la prise de contrôle planifiée de Dome Petroleum par la compagnie Amoco Canada, l'achat partiel de Bow Valley Industries par British Gas, ainsi que la prise de contrôle anticipée de l'Énergie Canterra par Husky, si complétée, auront les effets suivants en 1988 sur le niveau de participation et de contrôle canadien dans l'industrie pétrolière:

	1987	Proforma juillet 1988
Recettes amont		
Participation canadienne	45,1	41,7
Contrôle canadien	45,2	35,8

La participation canadienne dans les bénéfices amont et aval a diminué de 1,3 point de pourcentage à 43,8 %, en 1987, alors que le contrôle canadien a baissé de 3 points de pourcentage à 37,4 %.

Les activités de prise de contrôle y sont pour beacoup dans l'accroissement du niveau de contrôle étranger dans la catégorie des "autres activités à l'étranger". L'augmentation de la participation et du contrôle des États-Unis résulte à la fois de la prise de contrôle et de la croissance très disproportionnée enregistrée dans les bénéfices en amont en 1987. En outre, la participation et le contrôle canadiens ont diminué dans toutes les catégories d'activités mesurées et tout particulièrement dans le contrôle canadien des dépenses d'exploration où il est tombé de 67,2 % en 1986 à 54,5 % en 1987 (annexe A21).

Tableau 13.
Participation et contrôle par pays et par secteur en pourcentage[a]

	Participation		Contrôle	
	1986	1987	1986	1987
États-Unis	39,5	40,6	42,2	44,0
Autres pays	15,4	15,6	17,4	18,6
Total – pays étranger	**54,9**	**56,2**	**59,6**	**62,6**
Secteur public canadien	16,0	15,9	15,7	15,5
Secteur privé canadien	29,1	27,9	24,7	21,9
Total – Canada	**45,1**	**43,8**	**40,4**	**37,4**

Nota :
(a) Basé sur les recettes en amont et en aval reliées au pétrole et utilisant les données de la participation à la fin de 1987.

5

Activités de recherche et de développement de 1986 à 1987

Un total de 25 sociétés déclarantes, importantes, pour la plupart ont déclaré des dépenses de R-D en 1987, par rapport à 28 en 1986. Au total, elles ont consacré 231 millions de dollars à la R-D en 1987, soit 5 % de moins qu'en 1986.(1) Durant l'année 1987, les dépenses affectées à la R-D interne ont été réduites de 14 %, tandis que les recherches contractuelles réalisées par d'autres représentent 88 millions de dollars, soit une augmentation de 14 %. Cet accroissement est dû surtout à l'augmentation de 26 % des paiements effectués pour les activités de R-D menées à l'étranger.

Dépenses de R-D interne

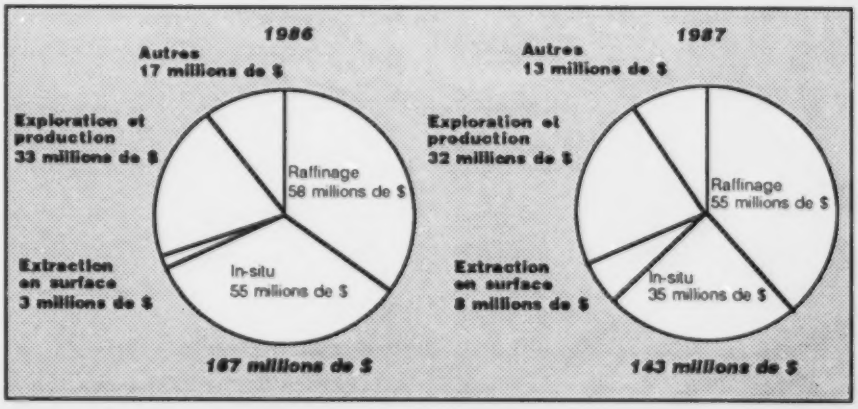
En 1987, les dépenses de R-D interne consacrées à l'industrie pétrolière ont baissé de 167 millions de dollars en 1986 à 143 millions de dollars. Les dépenses courantes ont diminué de 123 millions de dollars ou de 16 %. Parmi celles-ci les dépenses de traitements et de salaires sont elles-même passées à 55 millions de dollars, soit une réduction de 21 %. Le solde des dépenses internes totales, après les dépenses courantes, soit 20 millions de dollars, a été affecté aux biens de production et surtout à l'équipement de R-D. Les dépenses en capital se sont marginalement accrues par rapport aux niveaux de 1986.

Les activités de R-D dans les technologies de raffinage, demeurées la principale source de dépenses internes au niveau de 38 %, se sont chiffrées à 55 millions de dollars, soit une réduction en termes absolus de 4 millions de dollars. La deuxième source importante de dépenses de R-D interne en 1987, la récupération du pétrole lourd au lieu même de production, ne représente plus que 35 millions de dollars en 1987, soit 20 millions de moins qu'en 1986.

Les dépenses de R-D consacrées à l'exploration et à la production de gaz naturel et de pétrole brut classique ont baissé légèrement à d'un 32 millions de dollars mais augmenté de 2 points de pourcentage à 22 % par rapport à l'ensemble des dépenses de R-D interne en 1987. À une époque de restriction des dépenses après la chute des prix de 1986, les dépenses de R-D non liées à l'énergie ont baissé de façon marquée en

(1) Ces données sont tirées des réponses données à deux questionnaires de Statistique Canada, l'un portant sur la recherche et le développement dans l'industrie canadienne et l'autre, sur les dépenses de R-D énergétiques engagées par activités. Ces questionnaires ont été mis à la disposition de l'ASSP en vertu d'une entente conclue conformément à la Loi sur la statistique. Quelques-unes des données peuvent avoir été comptées en double, étant donné que les chiffres qui ont été communiqués au sujet de la R-D interne peuvent inclure des travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés pétrolières.

Graphique 9.
Dépenses de R-D interne par activité



1987. Les dépenses de R-D consacrées aux technologies de l'énergie, à l'exception des combustibles fossiles, ont monté de 4 millions de dollars, ou 2 % du total des dépenses de R-D interne comptabilisées par les principales sociétés pétrolières et gazières, pour atteindre 10 millions de dollars ou 7 % de ces dépenses en 1987 (annexes A22).

En 1987, le nombre total d'employés affectés à la R-D dans les sociétés déclarantes est passé de 1 254 en 1986 à 1 112. Le pourcentage de scientifiques, d'ingénieurs et d'administrateurs principaux de R-D a augmenté d'un point de pourcentage pour représenter 43 % de tous les employés de R-D. Les restrictions de personnel ont surtout porté atteinte à l'effectif du personnel de soutien.

Les dépenses internes de R-D de l'industrie pétrolière en 1986[1] ont correspondu à 0,6 % des ventes, la moyenne dans toutes les autres industries non financières ayant été de 1,8 %.

Les sociétés déclarantes ont fourni 88 % des sommes affectées à des travaux de R-D interne. Le reste des fonds est provenu de subventions fédérales et provinciales, de travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés et d'allocations par des sociétés mères et des sociétés affiliées à des sociétés canadiennes.

La majeure partie des travaux de R-D interne effectué au Canada l'a été en Alberta et en Ontario (respectivement 58 % et 41 % des dépenses totales de ce chapitre en 1987). Les activités de R-D réalisées en Alberta pendant l'année 1987 ont occupé 41 % du personnel affecté à la R-D, et celles de l'Ontario 55 %.

Dépenses de R-D externe

Les dépenses engagées par les sociétés déclarantes à l'ASSP dans des contrats de R-D en énergie et en d'autres domaines, ont totalisé 88 millions de dollars en 1987, soit une augmentation de 14 % par rapport à l'année précédente. Les recherches effectuées à l'étranger pour le compte de sociétés pétrolières canadiennes représentent 82 % du total des dépenses de R-D externe, soit une augmentation de 7 points de pourcentage par rapport à 1986 et de 31 points de pourcentage par rapport à 1985.

(1) Les données comparatives pour 1987 ne pourront être obtenues avant 1988.

Tableau 14.
Dépenses de R-D externe au Canada et à l'étranger en millions de dollars

	Au Canada		À l'étranger		Total	
Entrepreneur	1986	1987	1986	1987	1986	1987
Sociétés mères et filiales	13	12	55[a]	73[a]	68	85
Autres sociétés	3	2	2	–	5	2
Établissements de recherche	4	1	1	–	5	1
Totaux	**20**	**15**	**58**	**73**	**78**	**88**

Nota :
(a) En 1986 et en 1987, des sommes de 27 et de 37 millions de dollars respectivement ont été consacrées à des technologies liées à l'énergie. Pour ce qui est des travaux exécutés à contrat au Canada, il est impossible de déterminer la part des dépenses consacrées à l'énergie.

6

Résumé quinquennal de l'activité, de 1983 à 1987

La cueillette de renseignements des cinq dernières années provenant de l'examen de l'activité de l'industrie pétrolière et gazière permet de comparer un certain nombre de caractéristiques du rendement financier de cette industrie au cours de la période allant de 1983 à 1987. Pour que ceux qui utiliseront cet examen puissent avoir une meilleure perspective, le tableau 15 présente des données applicables à 128 sociétés faisant rapport à l'ASSP et pour lesquelles des statistiques sont disponibles pour toute la période visée. Les données d'exploitation détaillées de ces sociétés, dont les renseignements sur les recettes constituent pratiquement la totalité de la base de données correspondants de l'ASSP pour 1987, sont présentées aux annexes B17 et B18.

Tableau 15.
Résumé quinquennal de l'activité, de 1983 à 1987 en milliards de dollars

	1983	1984	1985	1986	1987
Recettes					
Ensemble de l'activité[a]	59,1	63,2	67,0	47,9	49,2
Amont	23,8	26,5	28,0	16,9	17,7
Aval	30,7	31,9	34,1	26,5	27,4
Bénéfices nets					
Ensemble de l'activité[a]	1,5	3,7	2,9	– 2,7	3,4
Amont	2,5	3,1	2,9	– 1,8	2,2
Aval	– 0,1	0,4	0,2	0,8	0,9
Ressources d'autofinancement					
Ensemble de l'activité[a]	8,6	10,6	11,6	7,7	9,3
Amont	7,3	8,4	9,5	5,2	6,7
Aval	0,8	1,1	1,1	1,7	1,7
Dépenses en capital					
Amont	6,8	8,0	9,3	6,2	5,3
Aval	1,6	0,9	0,8	0,7	1,1
Autres	1,2	0,9	0,9	0,4	0,4
Total au Canada	**9,6**	**9,8**	**10,9**	**7,3**	**6,9**
Dépenses à l'étranger	**0,8**	**0,7**	**1,2**	**0,6**	**0,5**
Total des dépenses en capital	**10,4**	**10,5**	**12,1**	**7,9**	**7,4**
Paiements de dividendes	1,3	1,3	1,8	2,6	1,5
			en pourcentage		
Taux de réinvestissement total[b]	100,7	80,7	87,2	88,0	73,8
Taux de réinvestissement dans le secteur amont[b]	70,0	72,0	76,9	97,6	72,7
Indice de déflation de la DNB	100,0	103,3	106,6	109,8	114,8

Nota :
(a) Comprend les "autres activités au Canada" et les activités à l'étranger.
(b) Les définitions sont données aux notes (a) et (b) de l'annexe A15.

Tendances principales

Une comparaison du rendement financier de l'industrie pétrolière basée sur une longue période donne un meilleur aperçu des points forts et faibles. Les tendances majeures des cinq dernières années sont précisées ci-dessous.

1. *Les recettes ont chuté de 17 % de 1983 à 1987* pour passer à 49 milliards de dollars c'est-à-dire qu'elles ont baissé au taux annuel moyen d'environ 4,3 % au cours des cinq ans. Les recettes totales de l'industrie dans son ensemble sont étroitement liées aux prix du pétrole brut ou, dans une mesure plus large, aux recettes tirées du secteur amont. Ainsi, avec la remontée des prix du pétrole brut, après la crise de 1979, les recettes de l'industrie ont suivi le mouvement pour arriver à un niveau record en 1985. Toutefois, la chute soudaine des mêmes prix au début de l'année 1986 a ramené les recettes à des sommes inférieures de 30 % au niveau de 1985. Le léger renforcement des prix du pétrole brut en 1987 s'est discrètement répercuté dans les recettes, qui sont remontées de 3 % par rapport à l'année 1986, où l'on a enregistré le plus bas niveau de recettes au cours des cinq ans.

De loin la plus importante composante des recettes en aval, qui représente entre 65 % et 80 % du total, est celle du transfert des matières premières pétrolières sous la forme de coûts des marchandises vendues aux éléments de raffinage et de commercialisation. Ainsi, les changements intervenus dans le niveau des recettes amont se sont répercutés dans le secteur aval. Les recettes des "autres activités canadiennes" et des "activités à l'étranger" ont baissé en raison de la vente des actifs et de la réorganisation des sociétés.

2. La rentabilité de l'industrie pétrolière dépend particulièrement des prix courants et prévus du pétrole et du gaz, qui influencent aussi le montant des taux de redevances et des taxes sur l'énergie, la productivité et les pratiques de comptabilisation. La chute abrupte des prix du pétrole brut a entraîné la révision à la baisse de la valeur des actifs en 1986 qui s'est étendue à 3,5 milliards de dollars pour conduire à une perte de 2,7 milliards de dollars. L'industrie a amélioré sa productivité globale en réduisant ses frais d'exploitation et a augmenté sa production totale qui, combiné à la légère hausse des prix du pétrole brut, a favorisé un accroissement des bénéfices nets à 3,4 milliards de dollars en 1987, soit l'équivalent de 6,9 % des recettes totales.

Les bénéfices tirés des activités en amont, qui ont atteint un sommet de 12,3 % des recettes de ce secteur en 1987, ont augmenté de 0,6 point de pourcentage par rapport au sommet précédent de 1984 qui atteignait 11,7 %. Cette amélioration s'explique dans une large mesure par l'élimination de la TRPG et par la réduction des taux de redevances, des frais d'exploitation et des frais d'intérêt.

3. *Les ressources d'autofinancement en pourcentage des recettes* sont passées du sommet de 17,3 % atteint en 1985 à un sommet de 18,9 % en 1987. Les recettes d'autofinancement du secteur amont ont représenté 38 % des recettes de ce secteur en 1987, contre 34 % en 1985. Les ressources d'autofinancement du secteur aval ont augmenté de 3 % pour atteindre le niveau le plus élevé en 5 ans, 1,7 milliard de dollars ou 6,3 % des recettes du secteur aval.

4. La chute des prix du pétrole brut au début de l'année 1986 a entraîné une forte réduction des dépenses en capital qui s'est poursuivie en 1987. Malgré le renforcement des prix durant la période 1986-1987, ils n'en sont pas moins demeurés bien inférieurs aux prix de 1985, alors que les dépenses en capital avaient atteint leur plus haut niveau en 5 ans. Les dépenses en capital en amont qui avait aussi atteint un sommet en 1985 de 9,3 milliards de dollars, sont tombées à leur niveau le plus bas en 1987, soit 5,3 milliards de dollars.

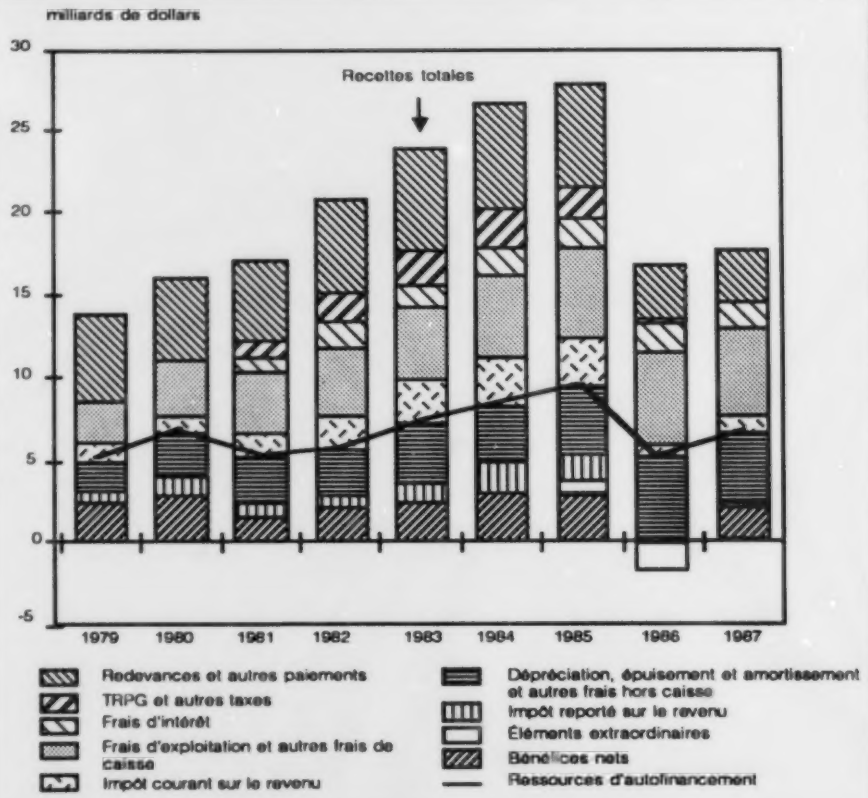
5. *Le taux de réinvestissement de 74 % en 1987 a été le plus bas pendant la période de 5 ans envisagée.* À l'origine de la baisse figure la chute des prix du pétrole brut en 1986 qui a gravement ralenti les dépenses. En 1987, les prix ont légèrement remonté, entraînant une certaine croissance des ressources d'autofinancement qui ne s'est toutefois pas étendue dans une même mesure aux dépenses en capital en raison des difficultés financières de certaines sociétés.

6. *Les paiements de dividendes ont augmenté régulièrement entre 1982 et 1985*, puis rapidement en 1986 pour atteindre 2,6 milliards de dollars et retomber à un niveau stable de 1,5 milliard de dollars en 1987.

Récapitulatif : activités amont
Le récapitulatif de la situation de l'industrie pétrolière au cours des neuf dernières années met en évidence les retombés de la crise pétrolière de 1979, des taxes sur l'énergie et de la chute abrupte des prix en 1986 qui a presque ramené les prix au niveau de 1979. Les recettes se sont accrues régulièrement en raison des prix élevés du pétrole brut et du gaz qui ont atteint leur sommet en 1985, avant la nouvelle baisse de 1986. Cependant, les bénéfices nets n'ont pour ainsi dire pas profité de l'accroissement des recettes. Les nouvelles taxes énergétiques et l'augmentation des taux de redevances ont entravé la capacité des sociétés à bénéficier de la hausse des prix, car elles ont subi évidemment l'effet de la taxe elle-même et n'ont pu en déduire le coût dans les impôts courants. Ceci s'est traduit par une augmentation de leurs impôts sur le revenu. En outre, l'élément de l'industrie sous contrôle canadien s'est retrouvé avec une très forte dette à la suite de différentes prises de contrôle. Elles ont dû assumer de lourds frais d'intérêt qui ont mangé une partie de leurs bénéfices nets et de leurs ressources d'autofinancement.

La chute des prix du pétrole en 1986 a rendu nécessaire une forte réduction de la valeur des actifs qui, à son tour, a provoqué des pertes jamais égalées dans l'histoire de l'industrie, malgré l'élimination de la TRPG et la baisse des taux de redevances. Le procédé de réduction de la valeur des actifs, qui a surtout touché les propriétés frontalières et qui s'est porté dans les pertes extraordinaires et dans l'épuisement, avait déjà servi en 1983 et en 1985. Cependant, la diminution des taxes énergétiques, l'amélioration du rendement et la baisse des taux de redevances en 1987 ont permis à l'industrie d'enregistrer des niveaux plus élevés de bénéfices nets et de ressources d'autofinancement.

Graphique 10.
Données sur les revenus tirés des activités amont de 1979 à 1987



Nota :
Les frais d'intérêt sont inclus dans les frais d'exploitation en 1979 et en 1980.

Annexes

Annexe A Données supplémentaires

A1

Revue de l'année

1987

15 février
La Loi fédérale sur les hydrocarbures est adoptée. Cette loi définit le cadre de gestion, par les gouvernements du Canada, des provinces et des territoires, des ressources pétrolières et gazières qui se trouvent dans les terres frontalières du Canada.

25 mars
Le gouvernment du Canada annonce la mise en oeuvre du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV). Ce programme a pour but d'offrir jusqu'à concurrence de 350 millions de dollars par année d'aide directe à l'industrie pétrolière.

4 avril
La Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve est adoptée; elle établit les modalités de gestion conjointe de la mise en valeur du pétrole et du gaz extracôtier et englobe les dispositions de la Loi fédérale sur les hydrocarbures.

13 avril
Le ministre d'ÉMR annonce la tenue d'une série de conférences intitulée "la Confluence énergétique - un dialogue pancanadien" qui a pour but d'examiner et d'évaluer les perspectives énergétiques du Canada et les options qui lui sont offertes à long terme.

28 mai
L'ASSP rend public un rapport selon lequel les ressources d'autofinancement supplémentaires dont disposera l'industrie après l'abolition de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières serviront comme prévu à accroître les dépenses de capital et à conserver des emplois, plutôt qu'à augmenter les dividendes et autres avantages versés aux actionnaires.

1er juin
L'Alberta met en oeuvre, à titre d'essai, son plan modifié de répartition proportionnelle, qui accorde aux producteurs canadiens de pétrole un accès illimité aux marchés. En novembre, la Commission de l'économie des ressources énergétiques annonce que le plan va se poursuivre.

18 juin
Le ministre des Finances dépose un livre blanc sur la réforme fiscale. En vertu des propositions de réforme, le taux moyen d'imposition de l'industrie pétrolière diminuerait légèrement, étant donné que les taux d'imposition de sociétés seraient quelque peu abaissés, malgré l'élimination de la déduction pour épuisement gagné à l'égard des projets de récupération assistée et d'exploitation des sables pétrolifères. Le PCEEMV doit être éliminé progressivement d'ici 1989.

24 juin
Le ministre de d'ÉMR demande au président de l'Office national de l'énergie de lui fournir des renseignements sur le respect de l'un des critères établis par le gouvernment du Canada dans l'Entente d'octobre 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel. Il s'agit du critère selon lequel les prix du gaz naturel exporté doivent permettre de récupérer une part appropriée des coûts engagés. Cette demande faisait suite à une décision de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission qui semblait interdire le recouvrement, dans les frais liés à la demande et exigés des importateurs américains, des droits pipe-liniers liés aux ventes à l'exportation.

24 août
Une conférence fédérale-provinciale-territoriale des ministres de l'Énergie a lieu à St. John's (Terre-Neuve). Les ministres y discutent de la sécurité énergétique et, notamment, de l'avenir du réseau pipe-linier de transport du pétrole brut au Canada.

27 août
Le ministre de d'ÉMR rend public le premier rapport sur la performance relative des prix canadiens et à l'exportation. Ce rapport permet d'évaluer dans quelle mesure a été respecté le critère de l'Entente d'octobre 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel selon lequel les prix du gaz naturel exporté ne doivent pas être inférieurs aux prix payés par les Canadiens pour des services semblables dans la région ou la zone adjacente au point d'exportation. D'après le rapport, les prix exigés des Canadiens étaient en général inférieurs au prix du gaz exporté, de novembre 1986 à avril 1987. En Colombie-Britannique, les prix moyens du gaz exporté étaient légèrement inférieurs à la moyenne des prix canadiens pour des ventes semblables, à cause de la forte concurrence du marché énergétique du nord-ouest américain et du désir des producteurs de Colombie-Britannique de conserver une part de ce marché.

A1
(suite)

Septembre
L'Office national de l'énergie annonce l'élaboration d'une nouvelle procédure fondée sur le marché qui permet aux forces du marché d'influencer les volumes et les conditions d'exportation du gaz naturel au lieu de laisser ce rôle au test utilisé auparavant sur les réserves spéciales.

4 octobre
Le Canada et les États-Unis signent une entente de principe sur les éléments à inclure dans l'Accord canado-américain de libre-échange. Le texte légal de l'Accord est déposé à la Chambre des communes le 11 décembre 1987.

1988

26 janvier
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources fait paraître une étude intitulée "L'accord de libre-échange Canada – États-Unis: Une appréciation", dans laquelle sont étudiées les répercussions macroéconomiques à long terme de l'Accord sur notre secteur énergétique, les garanties d'accès des exportateurs canadiens de produits énergétiques au marché américain, la disponibilité accrue du capital d'investissement pour les industries énergétiques canadiennes et la possibilité de mettre en oeuvre d'importants projets énergétiques au profit de la sécurité énergétique nationale.

28 janvier
Le Comité chargé d'organiser la 14e Conférence mondiale de l'énergie qui aura lieu à Montréal du 11 au 23 septembre 1989 a reçu une subvention du gouvernement du Canada au montant de 1 million de dollars.

Mars
Dans le deuxième numéro de l'Examen de l'activité consacré au gaz naturel, les auteurs concluent que les prix nationaux et les prix d'exportation pratiqués par les producteurs albertains se sont rapprochés pendant les 11 premiers mois couvrant la période de novembre 1986 à octobre 1987 alors que les prix nationaux et les prix d'exportation pour les ventes à long terme ont baissé. Les producteurs de Colombie-Britannique ont pratiqué pour leurs ventes de gaz au Canada des prix stables et légèrement plus élevés pendant la deuxième partie de cette période. Le prix d'exportation du gaz en Colombie-Britannique pour les ventes à long terme et les services interruptibles a dépassé le niveau des prix nationaux et, dans l'année entière, les prix nationaux ont été inférieurs aux prix d'exportation.

13 avril
La Commission géologique du Canada de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière et une direction du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources ont publié conjointement, sous le titre "Ressources en pétrole classique de l'Ouest canadien (léger et moyen)", une étude sur l'existence possible de gisements additionnels de pétrole brut léger et moyen de 570 millions de mètres cubes dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Selon les estimations, une forte proportion de ce pétrole serait économiquement récupérable.

3 mai
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé la mise en oeuvre du Programme de stimulation de l'exploration au Canada (PSEC), qui fait partie du plan de financement par actions accréditives. Le Programme entrera en vigueur le 1er octobre 1988 pour l'exploration pétrolière et gazière et se poursuivra jusqu'à sa révision, le 31 décembre 1990, après quoi il pourra être renouvelé. Il injectera plus de 210 millions de dollars par an dans les industries minière, pétrolière et gazière et vise à faciliter le financement des jeunes sociétés d'exploration. Les sociétés admissibles pourront demander le remboursement de 30 % de leurs dépenses d'exploration jusqu'à un maximum de 10 millions de dollars par année.

A2 Résumé de l'offre et de la demande de pétrole[a] [b]

	1986	1987	Variation
	en milliers de m³/jour		%
Production			
Pétrole brut	250	261	4
Liquides de gaz naturel[c]	36	41	14
Production totale	**286**	**302**	**5**
Exportations nettes[d]			
Pétrole brut	37	37	–
Liquides de gaz naturel	12	13	6
Produits raffinés	5	5	2
Total des exportations nettes	**54**	**55**	**1**
Consommation			
Liquides de gaz naturel	29	33	16
Produits raffinés	226	231	2
Total de la consommation	**255**	**264**	**4**

Nota :

(a) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande, puisque la consommation de l'industrie elle-même et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

(b) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportation nettes – Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(c) Ne comprend pas la production des raffineries : 8,4 milliers de m³/j en 1987 et 7,8 milliers de m³/j en 1986.

(d) Les importations pétrolières brutes (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pour 1986 et 1987 ont atteint respectivement 56,400 m³/j et 64,300 m³/j (354,900 b/j et 404,600 b/j) ou 22 % et 24 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

A3 Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel[a]

	1986	1987	Variation
	en millions de m³/jour		%
Production			
Production nouvelle brute	295	316	7
moins :			
Fonds injectés, retraits et redressements	69	74	7
Offre nationale	226	242	7
moins :			
Consommation du producteur	28	29	1
Production commercialisable	198	213	8
Exportations nettes	57	76	34
Consommation[b]			
Utilisation à des fins énergétiques	124	123	– 1
Utilisation à des fins autres	11	10	– 4
Conversion en électricité et autres énergies	6	4	– 24
Total de la consommation	141	137	– 3
Exportations autorisées par l'ONE	152	152	–

Nota :

(a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportation nettes – Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(b) Comprend la consommation à des fins autres qu'énergétiques.

A4 **Prix du gaz naturel canadien de 1974 à 1987** en dollars par gigajoule

	Prix au départ du gisement, y compris les rentrées supplémentaires des exportations	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
1974	–	0,28	0,55	0,83	1,26	0,94	0,64
1975	–	0,53	0,82	1,13	1,56	1,21	0,94
1976	0,98	0,84	1,24	1,61	2,04	1,69	1,40
1977	1,21	1,04	1,47	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	1,77	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	1,92	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	2,23	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	2,42	3,40[a]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	2,80	4,16[a]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	3,38	4,74[a]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	3,71	4,77	5,79	4,86	4,16
1985	2,47	2,80	3,76	4,76	5,83	4,89	4,13
1986[b]	2,32	2,80	3,78	4,71	6,09	4,86	4,03
1987 janv.				4,56	5,33	4,48	3,84
fév.				4,63	5,45	4,61	3,76
mars				4,60	5,53	4,66	3,75
avril				4,54	5,69	4,69	3,72
mai				4,48	6,03	4,75	3,70
juin				4,31	6,53	4,84	3,61
juil.				4,37	6,71	4,86	3,66
août				4,27	6,89	4,86	3,57
sept.				4,28	6,73	4,77	3,57
oct.				4,40	5,94	4,75	3,59
nov.				4,53	5,70	4,69	3,68
déc.				4,60	5,59	4,67	3,71
Moyenne				4,46	6,01	4,72	3,68
1988 janv.				4,60	5,49	4,63	3,61
fév.				4,59	5,39	4,55	3,80

Nota :

(a) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1983 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel.

(b) Une nouvelle entente sur le gaz naturel intervenue entre les gouvernements fédéral et provinciaux prévoyait la déréglementation des prix et des marchés du gaz naturel à compter du 1er novembre 1986. Il en résulte maintenant que le prix du gaz naturel sur le marché canadien est négocié entre les acheteurs et les vendeurs.

A5 Prix du pétrole brut canadien : 1979 à 1988

	Prix du brut classique à la tête de puits[a]		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³
1979								
1er janv.	12,75	80,23	0,33	2,08	13,08	2,31	14,13	88,92
1er juil.	13,75	86,53	0,33	2,08	14,08	88,61	15,13	95,21
1er sept.	13,75	86,53	0,50	3,15	14,25	89,68	15,30	96,28
1er nov.	13,75	86,53	0,85	5,35	14,60	91,88	15,65	98,49
1980								
1er janv.	14,75	92,83	0,85	5,35	15,60	98,18	16,65	104,78
1er août	16,75	105,41	1,75	11,01	18,50	116,42	19,73	124,16
1er nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981								
1er janv.	17,75	111,70	5,05	31,77	22,80	143,47	24,07	151,47
1982								
1er janv.	23,50	147,89	7,45	46,89	30,95	194,78	32,54	204,77
1983								
1er janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
1984								
10 nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985								
1er juin	36,40	229,06					38,30	241,02
déc.	37,06	233,22					38,99	245,36
1986								
janv.	32,79	206,34					34,76	218,93
fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
mars	16,48	103,71					18,46	116,17
avril	15,74	99,05					17,71	111,45
mai	18,25	114,85					20,17	126,93
juin	17,28	108,74					19,25	121,14
juil.	14,60	91,88					16,58	104,34
août	17,68	111,26					19,66	123,72
sept.	18,90	118,94					20,97	131,96
oct.	18,47	116,23					20,54	129,26
nov.	18,79	118,24					20,86	131,27
déc.	19,23	121,01					21,30	134,04
1987								
janv.	22,74	143,10					24,87	156,51
fév.	21,94	138,07					24,17	152,10
mars	20,36	128,13					22,48	141,47
avril	21,90	137,80					24,05	151,35
mai	23,13	145,56					25,28	159,09
juin	23,96	150,78					26,11	164,31
juil.	25,17	158,39					27,32	171,92
août	25,10	157,95					27,25	171,48
sept.	23,09	145,31					25,28	159,09
oct.	23,25	146,31					25,44	160,09
nov.	23,09	145,31					25,28	159,09
déc.	20,95	131,84					23,14	145,62
1988								
janv.	19,44	122,34					21,60	135,93
fév.	19,02	119,69					21,17	133,22
mars	17,67	111,20					19,81	124,66

Nota :

(a) À partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête de puits, figurant sur ce tableau, a été calculé à partir du prix d'achat à Edmonton, moins les frais de collecte évalués à environ 3,90$/m³ (62 cents le baril).

(b) Les frais de collecte et de transport, ainsi que les frais exigibles, constituent la différence entre le prix à la tête de puits et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 13,78$/m³ (2,19$/b) le 1er décembre 1987.

A6 Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries, par région en dollars par mètre cube[1]

		Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec[2]	Région de l'Atlantique[2]	Total Canada
1985	déc.	241,96	234,47	241,77	244,48	252,60	242,10
1986	janv.	225,22	210,50	234,03	242,48	246,43	230,49
	fév.	174,94	144,86	207,92	218,90	218,24	193,64
	juil.	105,72	95,28	116,99	108,92	102,45	106,79
	déc.	127,24	126,42	128,82	132,35	132,59	128,97
1987	janv.	137,44	146,44	134,34	140,90	145,24	140,15
	fév.	146,44	142,16	148,20	150,93	154,18	147,70
	mars	143,80	137,19	145,51	145,85	145,68	143,23
	avril	144,48	140,71	146,69	151,60	154,80	148,78
	mai	147,80	149,01	147,25	155,42	156,19	150,02
	juin	153,54	154,61	153,04	157,39	158,08	154,93
	juil.	158,14	160,84	162,40	164,21	163,55	161,66
	août	165,19	161,41	166,44	164,91	165,12	164,43
	sept.	162,29	148,20	165,19	158,58	157,37	158,89
	oct.	155,37	150,46	157,41	155,23	154,80	154,56
	nov.	155,12	148,76	156,56	158,06	157,83	154,59
	déc.	150,65	135,49	149,84	151,62	151,97	146,86
1988	janv.	140,84	125,80	141,49	141,51	143,73	138,01
	fév.	133,92	123,34	134,14	136,80	139,70	131,96
	mars	123,91	114,66	128,33	127,56	126,62	124,10

(1) La variation de la moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région est attribuable à des différences de qualité et au temps écoulé entre l'achat comme tel et les dates de livraison. En estimant à six semaines le délai de livraison d'Edmonton à Montréal, les réceptions d'un mois donné, à Montréal, sont le résultat des achats de brut effectués au cours des deux mois précédents.

(2) Les moyennes exactes du coût d'importation du pétrole brut ne sont pas disponibles pour le Québec et la région de l'Atlantique, en raison de leur caractère confidentiel. On a donc utilisé la moyenne des coûts d'importation de l'ensemble de l'Est canadien pour le calcul des moyennes régionales du Québec et de la région de l'Atlantique.

A7 Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton en dollars par mètre cube[1]

		Vancouver	Regina	Sarnia	Toronto	Montréal
1985	déc.	5,10	1,45	6,98	7,43	8,50
1986	janv.-juil.	5,10	1,64	7,17	7,61	8,81
	août	5,10	1,65	7,17	7,61	8,87
	sept.-oct.	5,10	1,80	7,42	7,92	9,25
	nov.-déc.	4,47	1,80	7,42	7,92	9,25
1987	janv.	4,47	1,95	7,68	8,24	9,75
	fév.	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	mars	4,47	1,95	7,55	8,12	9,56
	avril	4,47	1,95	7,49	8,04	9,56
	mai	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	juin	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	juil.	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	août	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	sept.	4,47	2,07	7,68	8,30	9,82
	oct.	4,69	2,07	7,68	8,30	9,82
	nov.	5,09	2,07	7,68	8,30	9,82
	déc.	5,09	2,07	7,68	8,30	9,82
1988	janv.	6,29	2,04	7,55	8,12	9,63
	fév.	6,29	2,04	7,48	8,12	9,63
	mars	6,29	2,04	7,42	8,04	9,56

Source :
Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole

(1) Comprend les tarifs des pipe-lines et les pertes inhérentes aux pipe-lines, mais ne comprend pas les frais de transport par camion.

A8 **Coût d'acquisition et prix des produits au Canada** en cents par litre

	Revenu moyen de l'unité en fonction des ventes totales de produits pétroliers[1]	Coût moyen d'acquisition pour les raffineries (unité) (délai de 60 jours)[2]	Différence (pour couvrir les frais et les revenus du raffinage et de la commercialisation, la marge bénéficiaire du détaillant, la TFV et la TFA)
1985			
déc.	33,74	24,47	10,27
1986			
janv.	34,37	23,09	11,26
fév.	34,25	23,06	11,19
mars	31,82	23,05	8,77
avril	27,93	19,36	8,57
mai	25,82	14,53	11,29
juin	25,72	11,73	13,99
juil.	24,91	11,73	13,18
août	23,91	11,78	12,13
sept.	23,84	10,68	13,16
oct.	23,71	11,10	12,61
nov.	23,58	12,03	11,55
déc.	23,34	12,50	10,84
1987			
janv.	22,74	12,48	10,26
fév.	23,86	12,90	10,96
mars	24,08	14,02	10,06
avril	24,20	14,77	9,43
mai	23,38	14,32	9,06
juin	24,34	14,68	9,66
juil.	24,54	15,00	9,54
août	24,79	15,49	9,30
sept.	25,14	16,17	8,97
oct	24,65	16,44	8,21
nov.	25,00	15,89	9,11
déc.	24,99	15,45	9,54
1988			
janv.	24,43	15,46	8,97
fév.	24,09	14,69	9,40
mars	23,97	13,80	10,17

Sources :
(1) Statistique Canada, Division des prix
(2) Énergie, Mines et Ressources, Direction du pétrole.

A9 Moyenne des prix nets de certains produits et catégories commerciales importants, par région en cents par litre[1]

	1986	1987	Variation[2] %
Essence ordinaire sans plomb - vente au détail de produits de marques			
Région de l'Atlantique	32,9	29,9	- 9,1
Québec	29,7	30,4	2,4
Ontario	26,4	27,6	4,5
Prairies	30,6	28,6	- 6,5
Région du Pacifique	29,1	28,9	- 0,7
Total - Canada	28,5	28,7	0,7
Carburant diesel - catégories commerciale et industrielle			
Région de l'Atlantique	25,3	21,7	- 14,2
Québec	23,1	21,1	- 8,7
Ontario	24,0	20,9	- 12,9
Prairies	23,9	21,0	- 12,1
Région du Pacifique	24,1	21,5	- 10,8
Total - Canada	23,9	21,1	- 11,7
Mazout léger - vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	31,2	27,1	- 13,1
Québec	28,4	25,1	- 11,6
Ontario	31,5	28,6	- 9,2
Pacific	30,9	27,8	- 10,0
Total - Canada	30,5	27,2	- 10,8
Mazout lourd #6 - toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	15,2	13,9	- 8,6
Québec	12,8	13,8	7,8
Ontario	11,3	12,8	13,3
Région du Pacifique	10,4	12,7	22,1
Total - Canada	12,5	14,0	12,0
Total des produits pétroliers[3] - toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	27,7	23,6	- 14,8
Québec	26,2	23,4	- 10,1
Ontario	26,6	24,5	- 7,9
Prairies	27,3	24,7	- 9,5
Région du Pacifique	26,3	25,1	- 4,6
Total - Canada	26,7	24,3	- 9,0

Source :
Statistique Canada, Division des prix

---

(1) Les moyennes pondérées des prix figurant sur ce tableau sont calculées à partir des données sur les volumes et le revenu des ventes provenant d'une étude menée auprès des grandes raffineries et concernant un large éventail de produits et de classes commerciales spécifiques. Les taxes provinciales sur les carburants, les taxes d'accise et de vente fédérales et les marges bénéficiaires des détaillants ont été déduites des prix.

(2) Il s'agit des changements dans les prix nets par rapport à la même période de l'année précédente.

(3) Il s'agit de la somme des produits pétroliers de l'échantillon de l'étude de Statistique Canada.

A10 Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés

	1986		1987	
	Prix cents le litre	Part du marché[1] %	Prix cents le litre	Part du marché[1] %
Essence super sans plomb				
Québec	22,4	9,0	24,3	10,7
Ontario	23,1	9,1	24,1	10,4
Prairies	22,3	4,9	23,4	5,7
Essence ordinaire sans plomb				
Québec	22,0	10,8	22,9	11,5
Ontario	22,3	18,0	22,5	19,1
Prairies	22,3	12,2	22,0	11,8
Essence ordinaire				
Québec	19,4	15,4	21,1	19,8
Ontario	20,7	20,7	21,1	23,4
Prairies	21,1	13,1	20,5	13,7
Carburant diesel				
Québec	18,1	11,4	19,7	16,0
Ontario	21,0	8,5	19,3	9,6
Mazout léger				
Québec	22,2	26,2	18,7	32,4
Ontario	20,7	28,0	18,5	33,0
Pacifique	27,6	9,0	23,7	9,4

Source :
Statistique Canada, Division des prix

(1) Estimation de la part du marché des ventes des raffineries déclarantes, à l'exception des importations.

A11 Volumes des ventes de produits pétroliers – Raffineries et distributeurs

en millions de mètres cubes

	Niveaux nationaux			Niveaux régionaux			Total		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Produits propres	46,8	48,3	3	18,4	19,3	4	65,2	67,6	4
Produits lourds et spécialisés	10,5	11,0	6	4,2	4,3	–	14,7	15,3	4
Total des ventes	**57,3**	**59,3**	**4**	**22,6**	**23,6**	**4**	**79,9**	**82,9**	**4**
moins:									
Exportations	3,3	3,6	12	2,0	2,4	18	5,3	6,0	14
Ventes brutes au Canada	**54,0**	**55,7**	**3**	**20,6**	**21,2**	**2**	**74,6**	**76,9**	**3**
moins:									
Ventes à d'autres raffineries	1,2	1,2	– 2	0,3	0,2	– 3	1,5	1,4	– 2
Ventes nettes au Canada	**52,8**	**54,5**	**3**	**20,3**	**20,9**	**2**	**73,1**	**75,4**	**3**

A12 Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment en millions de dollars

	1986	1987	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	- 2 200	616	2 816	-
Aval	369	257	- 112	- 30
Autres activités au Canada	- 727	138	865	-
Activités à l'étranger	- 903	48	951	-
Total, sociétés sous contrôle canadien	**- 3 460**	**1 060**	**4 520**	**-**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	414	1 553	1 139	275
Aval	475	643	168	35
Autres activités au Canada	- 89	94	183	-
Activités à l'étranger	- 35	25	60	-
Total, sociétés sous contrôle étranger	**765**	**2 316**	**1 550**	**202**
Total, industrie				
Amont	- 1 785	2 169	3 954	-
Aval	844	900	56	7
Autres activités au Canada	- 817	233	1 050	-
Activités à l'étranger	- 937	73	1 010	-
Grand total	**- 2 695**	**3 375**	**6 070**	**-**

A13 Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne en pourcentage

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	Moyenne de cinq ans se terminant en 1986	Moyenne de cinq ans se terminant en 1987
De la moyenne du capital utilisé								
Amont								
Sociétés sous contrôle canadien	6,5	4,5	6,2	5,1	- 3,4	5,1	3,8	3,5
Sociétés sous contrôle étranger	10,0	14,0	11,4	9,5	2,9	9,0	9,6	9,4
Total de l'industrie	7,8	8,1	8,4	6,9	- 0,8	6,7	6,1	5,9
Aval[a]								
Sociétés sous contrôle canadien	- 1,0	- 2,4	3,9	- 1,8	5,9	4,1	0,9	2,0
Sociétés sous contrôle étranger	4,6	0,8	4,0	3,2	7,5	8,3	4,0	4,8
Total de l'industrie*	3,1	- 0,1	4,0	1,4	6,9	6,5	3,1	3,7
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	4,3	2,2	6,1	3,9	- 3,8	4,9	2,5	2,6
Sociétés sous contrôle étranger	7,3	8,2	8,3	7,2	3,7	8,4	6,9	7,2
Total de l'industrie	5,6	4,9	7,1	5,2	- 0,8	6,4	4,4	4,5
*Memo: Raffineurs nationaux/Comm.	2,3	- 1,1	3,3	0,8	6,6	6,0	2,4	3,1
Raffineurs régionaux/Comm.	5,4	3,3	6,2	2,8	7,5	7,8	5,0	5,5
De la moyenne de l'avoir propre								
Activités au Canada								
Sociétés sous contrôle canadien	4,1	- 2,0	5,9	3,5	- 13,2	5,7	- 0,3	-
Sociétés sous contrôle étranger	9,9	11,9	12,7	11,1	4,6	12,6	10,0	10,6
Total de l'industrie	7,2	5,2	9,5	7,1	- 4,8	9,2	4,8	5,3
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	1,3	- 3,2	6,6	3,6	- 16,8	5,7	- 1,7	- 0,8
Sociétés sous contrôle étranger	9,7	11,9	12,7	11,0	4,3	12,6	9,9	10,5
Total de l'industrie	5,7	4,6	9,8	7,1	- 7,1	9,1	4,0	4,7

Nota :

(a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.

(b) Activités amont, aval (comprenant aussi les activités pétrochimiques et les autres activités aval), autres activités au Canada et à l'étranger.

A14 Taux de rendement : Industrie pétrolière et autres industries

en pourcentage[a]

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	Moyenne de cinq ans se terminant en 1986	Moyenne de cinq ans se terminant en 1987
Rendement de l'avoir propre des actionnaires[b]								
Industrie pétrolière	8,0	5,0	10,0	9,5	– 5,2	9,7	5,4	5,8
Autres industries non financières	5,0	8,9	10,7	9,6	9,7	12,1	8,8	10,2
Secteur manufacturier	3,9	9,5	12,1	10,2	10,6	14,0	9,3	11,3
Secteur minier	– 1,8	1,6	2,3	0,9	1,3	10,7	0,8	3,3
Autres industries	8,4	10,0	11,4	11,2	10,6	10,2	10,3	10,7
Rendement du capital utilisé[c]								
Industrie pétrolière	6,9	4,7	7,2	6,7	– 0,2	6,8	5,1	5,1
Autres industries non financières	5,1	7,1	8,2	7,6	7,5	8,9	7,1	7,9
Secteur manufacturier	4,3	8,0	9,6	8,3	8,5	10,6	7,7	9,0
Secteur minier	4,4	1,9	3,5	2,0	2,3	8,6	2,8	3,7
Autres industries	6,9	7,3	8,0	8,0	7,6	7,4	7,6	7,7

Source :
Statistique Canada 61-033, Trimestriel des sociétés industrielles.

Nota :
(a) Les renseignements au tableau 3 sont basés sur les données de l'ASSP, telles que présentées à l'annexe A14.
(b) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme le profit net après impôt et frais extraordinaires, divisé par la valeur comptable moyenne. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de type et de taille différents.
(c) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les chiffres des bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été ajustés en additionnant l'intérêt versé après impôt sur les emprunts.

A15 Taux de réinvestissement en pourcentage

	Total[a]		En amont[b]		En amont[c] et en aval	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
Sociétés intégrées et raffineurs	62	55	81	60	64	55
Sociétés pétrolières et gazières						
Grands producteurs	100	74	93	70	94	70
Petits producteurs	141	129	143	114	143	138
Total, sociétés pétrolières et gazières	113	91	107	82	107	89
Total, industrie	**88**	**75**	**98**	**74**	**86**	**73**
Sous contrôle canadien	110	87	123	81	102	84
Sous contrôle étranger	72	65	81	68	74	64

Nota :
(a) Total des dépenses en capital (sans tenir compte des subventions d'encouragement et autres) exprimées en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si ces derniers avaient été inclus, le taux de réinvestissement aurait été de 79 % en 1987 contre 59 % en 1986.
(b) Dépenses en capital dans le secteur amont (sans tenir compte des subventions d'encouragement) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.
(c) Dépenses en capital amont et aval nettes ('liées au pétrole') et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

A16 **Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région** en millions de dollars

	1986	1987	Variation %
Terres provinciales			
Colombie-Britannique	179	169	– 6
Alberta	1 757	1 971	12
Saskatchewan	103	138	35
Autres provinces	16	13	– 15
Total, terres provinciales	**2 055**	**2 291**	**11**
Terres du canada			
Mer de Beaufort	394	141	– 64
Est du Labrador	464	178	– 62
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	232	37	– 84
Autres terres du Canada	128	53	– 58
Total, terres du Canada	**1 218**	**410**	**– 66**
Total, Canada	**3 273**	**2 701**	**– 17**

A17 **Ventilation des subventions du PESP et du PCEEMV, par région et par type de dépenses** en millions de dollars

	Exploration	Mise en valeur et production	Total	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
Colombie-Britannique					
1986	8	4	11	11	–
1987	4	3	7	5	2
Alberta					
1986	97	53	150	148	3
1987	78	69	146	111	36
Saskatchewan					
1986	6	6	12	12	–
1987	4	13	17	14	3
Autres provinces					
1986	1	1	2	2	-
1987	1	2	2	2	1
Mer de Beaufort					
1986	198	–	198	194	4
1987	10	–	10	10	–
Est du Labrador					
1986	289	–	289	283	5
1987	54	–	54	52	2
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1986	92	–	92	81	12
1987	7	–	7	7	–
Autres terres du Canada					
1986	61	–	61	56	6
1987	21	–	21	18	3
Total					
1986	752	63	815	785	30
1987	179	85	265	218	46

Nota :
Les subventions du PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada administre et finance le Programme dans le reste du pays.

A18 Puits achevés et mètres de forage au Canada

	Puits d'exploration			Puits de mise en valeur		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Puits achevés en nombre de puits						
Colombie-Britannique	62	57	– 8	105	74	– 30
Alberta	1 531	1 865	22	3 196	3 066	– 4
Saskatchewan	311	371	19	861	1 128	31
Autres provinces	104	60	– 42	131	109	– 17
Nord du Canada[a]	40	5	– 87	17	22	29
Zones extracôtières[b]	17	8	– 53	–	–	–
Total	**2 065**	**2 366**	**15**	**4 310**	**4 399**	**2**
Mètres de forage en milliers						
Colombie-Britannique	116	118	2	159	122	– 23
Alberta	2 284	2 892	27	3 850	3 736	– 3
Saskatchewan	300	364	21	820	968	18
Autres provinces	77	45	– 42	96	83	– 14
Nord du Canada[a]	88	13	– 85	15	19	27
Zones extracôtières[b]	69	30	– 57	–	–	–
Total	**2 934**	**3 462**	**18**	**4 940**	**4 928**	**–**

Source :
Oilweek, 22 février, 1988

Nota :
(a) Tout le territoire candien situé au nord du 60e parallèlle, y compris la baie d'Hudson.
(b) Les régions situées au large des côtes Est et Ouest.

A19 Rapport des frais d'intérêt sur le revenu avant impôts

en millions de dollars[a]

	(1) Revenu avant intérêts et impôts	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Taux des frais d'intérêt
			fois
Sociétés intégrées et raffineurs	3 653	412	8.9
Sociétés pétrolières et gazières			
Grandes sociétés	2 812	1 279	2.2
Petites sociétés	1 100	696	1.6
Total, sociétés pétrolières et gazières	3 912	1 975	2.0
Total, industrie	**7 565**	**2 387[b]**	**3.2**
Sous contrôle canadien	3 207	1 671	1.9
Sous contrôle étranger	4 358	716	6.1

Nota :
(a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu de l'ensemble des activités avant impôts et paiement d'intérêts, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêt subis (versés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 1 à la colonne 2.
(b) En plus de 2,3 milliards de dollars de frais d'intérêt versés en 1987, il y a eu capitalisation de 115 millions de dollars (presque entièrement par des sociétés sous contrôle canadien).

A20 Paiements de dividendes

	1986	1987	1986	1987
	en millions de dollars		en pourcentage du bénéfice net[a]	
Sociétés intégrées et raffineurs	731	795	67	40
Sociétés pétrolières et gazières				
Grands producteurs	1 700	585	-78	57
Petits producteurs	142	156	-9	44
Total, sociétés pétrolières et gazières	1 842	741	-49	54
Total, industrie	**2 573**	**1 536**	**-95**	**46**
Sous contrôle canadien	593	494	– 17	47
Sous contrôle étranger	1 980	1 042	259	45

Nota :
(a) Obtenu en divisant les dividendes, payés par le groupe de sociétés, par leur bénéfice net tiré de l'ensemble de leurs activités (annexes B1 à B7).

A21 Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité en pourcentage

	Participation		Contrôle	
	1986	1987	1986	1987
Revenus liés au pétrole[a]				
Sociétés intégrées et raffineurs	42,4	41,4	31,9	29,1
Sociétés pétrolières et gazières	51,7	50,0	61,8	59,1
Total, industrie	**45,1**	**43,8**	**40,4**	**37,4**
Revenus amont				
Sociétés intégrées et raffineurs	40,3	39,2	25,4	20,4
Sociétés pétrolières et gazières	49,5	47,9	59,8	57,1
Total, industrie	**46,6**	**45,1**	**49,0**	**45,2**
Autres bases de mesure				
Revenus				
Gaz naturel	50,5	49,0	56,8	52,8
Pétrole brut	44,6	43,5	43,2	40,5
Aval	44,0	43,0	34,8	32,4
Dépenses d'exploration	**62,7**	**54,0**	**67,2**	**54,5**
Total, actifs au Canada	**54,5**	**53,6**	**57,8**	**53,4**

Nota :
(a) De nombreuses sociétés pétrolières mènent des activités dans d'autres secteurs non-reliés au pétrole qui ne sont pas comprises ici. Les recettes amont et aval sont utilisées comme substitut, faute de pouvoir utiliser des données plus précises pour décrire tous les aspects de l'industrie pétrolière canadienne qui nous intéressent.

A22 **Dépenses de R-D interne** en millions de dollars

	1986			1987		
	Fonds privés[a]	Fonds publics	Total	Fonds privés	Fonds publics	Total
Amont						
Exploration et production de pétrole classique	30,7	0,2	30,9	26,4	0,1	26,5
Récupération assistée	2,6	–	2,6	5,5	–	5,5
Bitume						
Exploration minière en surface	3,0	–	3,0	7,8	–	7,8
Sur les lieux de production	47,8	6,8	54,6	30,7	4,3	35,0
Bitume total	50,8	6,8	57,6	38,5	4,3	42,8
Raffinage	57,2	1,0	58,3	54,3	0,4	54,6
Autres						
Autres dépenses énergétiques	4,0	0,1	4,1	9,2	0,6	9,8
Dépenses non énergétiques	12,7	0,5	13,2	3,9	–	3,9
Total des autres dépenses	16,7	0,7	17,4	13,1	0,5	13,6
Total des dépenses	**158,1**	**8,7**	**166,8**	**137,7**	**5,3**	**143,0**

Nota :
(a) Les fonds privés sont composés des fonds internes, des fonds provenant des sociétés mères et des filiales, et des fonds d'autres sources pour le travail à contrat effectué par la société énergétique déclarante.

A23 **État des revenus et dépenses : 1979 à 1987**
en pourcentage des revenus

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Amont									
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Redevances et autres paiements	31	31	29	27	25	24	23	18	17
TRPG et autres taxes	–	–	6	9	8	8	7	3	–
Frais d'intérêt	s/o	s/o	6	7	6	6	6	10	9
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	20	21	21	20	18	18	20	33	29
Impôt courant sur le revenu	8	6	8	9	11	11	11	5	6
Ressources d'autofinancement	40	42	30	28	31	32	34	31	38
Dépréciation, épuisement et amortissement	7	8	8	8	12	10	11	23	21
Autres frais hors caisse	8	9	8	5	4	3	3	6	4
Impôt reporté sur le revenu	6	7	5	5	5	7	6	–	2
Gains extraordinaires	–	–	–	–	–	–	-3	-12	1
Bénéfices nets	19	18	10	10	11	12	10	-11	12
Aval									
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100
TRPG et autres taxes	5	7	6	6	6	6	7	11	14
Coût des marchandises vendues	71	69	75	80	83	80	79	68	64
Frais d'intérêt	s/o	s/o	1	1	1	1	1	–	–
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	13	11	9	10	10	9	10	13	13
Impôt courant sur le revenu	2	4	3	-1	-1	–	–	2	2
Ressources d'autofinancement	9	9	7	4	2	3	3	6	6
Dépréciation, épuisement et amortissement	2	2	1	2	2	2	2	3	3
Autres frais hors caisse	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Impôt reporté sur le revenu	2	1	1	1	1	–	–	–	–
Gains extraordinaires	–	–	–	–	–	–	–	-1	–
Bénéfices nets	5	6	4	1	–	1	1	3	3

Annexe B
Ensemble des résultats de l'examen

B1

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Ensemble de l'industrie

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes totales	16990	17829	4,9	26481	27369	3,4	2792	2793	–	1667	1341	– 19,6	47930	49332	2,9
Redevances et autres paiements	3144	3043	– 3,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	3144	3043	– 3,2
TRPG et autres taxes	452	0	– 100,0	2972	3959	33,2	21	21	0,9	87	89	3,0	3532	4069	15,2
Recettes nettes après redevances	13393	14786	10,4	23510	23410	– 0,4	277[illegible]	2772	–	1580	1252	– 20,8	41254	42220	2,3
Coût des biens vendus	0	0	–	17982	17559	– 2,4	1095	1308	19,4	284	285	0,3	19361	19152	– 1,1
Frais d'intérêt	1708	1629	– 4,7	119	94	– 21,0	844	524	– 38,0	90	27	– 69,8	2761	2274	– 17,7
Frais d'exploitation	4735	4620	– 2,4	3189	3371	5,7	678	624	– 8,0	550	284	– 48,4	9152	8899	– 2,8
Frais de recherche (excluant sables)	71	62	– 12,8	70	69	– 1,5	11	3	– 73,4	0	0	62,3	153	135	– 11,9
Autres frais	830	556	– 33,0	54	33	– 39,0	154	166	7,6	102	59	– 41,8	1140	814	– 28,6
Frais de R-D des sables pétrolifères	38	27	– 30,1	0	0	–	0	0	–	0	0	–	38	27	– 30,1
Dépenses E&M	981	743	– 24,2	0	0	–	28	35	24,3	2	9	276,9	1011	787	– 22,1
Dépréciation	887	916	3,3	698	715	2,4	243	214	– 11,8	79	53	– 32,9	1907	1898	– 0,5
Épuisement	2239	1851	– 17,3	0	0	–	21	17	– 22,8	647	315	– 51,3	2907	2182	– 24,9
Amortissement	872	831	– 4,7	– 75	16	–	21	– 79	–	165	– 6	–	982	761	– 22,5
Frais non-monétaires et E&M	5016	4368	– 12,9	623	730	17,3	313	186	– 40,6	892	371	– 58,4	6845	5656	– 17,4
Revenu avant impôt	1032	3551	244,0	1473	1554	5,5	– 325	– 38	–	– 338	225	–	1842	5291	187,3
Impôt fédéral	757	971	28,2	346	431	24,6	– 285	– 160	–	112	108	– 3,8	931	1350	45,0
Impôt provincial	16	161	–	73	120	63,2	– 32	– 46	–	0	0	–	57	235	310,2
Impôt courant	774	1131	46,3	420	551	31,3	– 317	– 206	–	112	108	– 3,6	989	1585	60,3
Revenu après impôt courant	258	2419	–	1053	1004	– 4,7	– 8	167		– 451	116	–	853	3706	334,4
Impôt reporté	75	411	–	– 4	108	–	35	– 2	–	– 42	9	–	64	525	–
Revenu net après impôt	184	2008	–	1057	896	– 15,3	– 44	169	–	– 409	108	–	789	3181	303,3
Gains extraordinaires	– 1969	160	–	– 213	4	–	– 773	64	–	– 529	– 34	–	– 3484	194	–
Revenu net après postes extraordinaires	– 1785	2169		844	900	6,6	– 817	233	–	– 937	73	–	– 2695	3375	–
Ressources d'autofinancement interne	5275	6787	28,7	1676	1734	3,4	305	353	15,7	442	488	10,4	7698	9362	21,6

B2

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Sociétés intégrées et raffineurs

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes totales	5308	5815	9,6	25871	26801	3,6	1700	1763	3,7	114	191	67,5	32992	34570	4,8
Redevances et autres paiements	955	946	– 1,0	0	0	–	0	0	–	0	0	–	955	946	– 1,0
TRPG et autres taxes	126	0	–100,0	2970	3958	33,3	15	15	4,0	0	0	– 42,9	3111	3973	27,7
Recettes nettes après redevances	4226	4869	15,2	22901	22843	– 0,3	1685	1748	3,7	114	191	67,5	28926	29651	2,5
Coût des biens vendu	0	0	–	17687	17364	– 1,8	1094	1307	19,6	0	118	–	18780	18789	–
Frais d'intérêt	4	4	6,5	102	78	– 23,1	390	304	– 22,0	0	0	–	496	387	– 22,0
Frais d'exploitation	1727	1684	– 2,4	3003	3137	4,5	105	139	32,8	67	19	– 71,4	4902	4980	1,6
Frais de recherche (excluant sables)	38	31	– 16,9	70	69	– 1,5	10	3	– 75,1	0	0	–	118	103	– 12,7
Autres frais	144	120	– 17,0	54	31	– 42,8	32	61	87,9	0	0	81,9	231	212	– 8,2
Frais de R-D des sables pétrolifères	19	12	– 38,8	0	0	–	0	0	–	0	0	–	19	12	– 38,8
Dépenses E&M	346	226	– 34,7	0	0	–	24	20	– 17,3	0	0	–100,0	371	246	– 33,6
Dépréciation	303	314	3,6	655	661	1,0	71	83	16,3	1	2	50,4	1031	1060	2,9
Épuisement	268	303	13,3	0	0	–	0	0	2,9	21	18	– 11,5	289	322	11,5
Amortissement	246	268	9,1	19	18	– 5,3	37	– 11	–	6	– 0	–	307	274	– 10,5
Frais non-monétaires et E&M	1182	1123	– 5,0	674	679	0,8	133	92	– 30,4	28	20	– 27,6	2016	1914	– 5,0
Revenu avant impôt	1132	1907	68,4	1312	1485	13,2	– 79	– 159	–	19	33	76,6	2384	3266	37,0
Impôt fédéral	418	421	0,7	340	429	26,2	– 250	– 154	–	18	13	– 27,7	526	709	34,7
Impôt provincial	58	134	131,6	71	118	65,7	– 18	– 40	–	0	0	–	111	212	90,5
Impôt courant	476	555	16,7	411	547	33,0	– 268	– 194	–	18	13	– 27,0	638	921	44,4
Revenu après impôt courant	656	1352	106,0	901	938	4,1	189	35	– 81,2	0	19	–	1746	2344	34,3
Impôt reporté	126	314	148,7	97	103	6,2	133	– 14	–	1	5	396,4	357	408	14,3
Revenu net après impôt	530	1038	95,8	804	835	3,9	56	49	– 12,1	– 1	14	–	1389	1937	39,4
Gains extraordinaires	– 75	0	–	– 45	18	–	– 178	35	–	– 4	0	–	–302	53	–
Revenu net après postes extraordinaires	455	1038	127,9	759	854	12,5	– 122	84	–	– 5	14	–	1087	1990	83,0
Ressources d'autofinancement interne	1838	2474	34,6	1575	1617	2,7	322	128	– 60,2	28	39	41,6	3762	4259	13,2

B3

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Petits producteurs de pétrole et gaz

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes totales	3293	3285	– 0,2	22	108	384,9	365	379	3,9	1012	696	– 31,2	4692	4469	– 4,8
Redevances et autres paiements	667	593	– 11,1	0	0	–	0	0	–	0	0	–	667	593	– 11,1
TRPG et autres taxes	63	0	– 100,0	0	0	–	– 1	– 0	–	50	57	13,9	113	57	– 49,0
Recettes nettes après redevances	2563	2692	5,0	22	108	383,6	366	379	3,8	962	639	– 33,6	3913	3818	– 2,4
Coût des biens vendus	0	0	–	9	18	96,7	2	1	– 61,3	218	80	– 63,3	229	99	– 56,7
Frais d'intérêt	693	568	– 18,1	0	0	45,6	47	70	50,3	52	12	– 76,4	793	651	– 17,9
Frais d'exploitation	755	782	3,5	6	78	–	242	169	– 30,0	317	169	– 46,8	1319	1198	– 9,2
Frais de recherche (excluant sables)	1	0	– 100,0	0	0	–	0	0	– 33,9	0	0	62,3	2	1	– 63,1
Autres frais	237	193	– 18,6	0	1	31,5	28	34	22,5	37	32	– 13,2	302	259	– 14,1
Frais de R-D des sables pétrolifères	1	– 1	–	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1	– 1	–
Dépenses E&M	72	65	– 10,4	0	0	–	0	0	–	2	0	– 86,7	74	65	– 12,3
Dépréciation	160	187	16,6	1	7	–	28	24	– 13,1	67	37	– 45,4	257	255	– 0,6
Épuisement	860	660	– 23,2	0	0	–	11	11	6,3	303	180	– 40,7	1173	851	– 27,5
Amortissement	333	5	– 98,5	29	0	– 100,0	– 11	– 17	–	135	4	– 97,4	487	– 9	–
Frais non-monétaires et E&M	1426	916	– 35,8	30	7	– 76,5	28	18	– 34,1	507	220	– 56,6	1991	1161	– 41,7
Revenu avant impôts	– 549	235	–	– 23	3	–	20	87	338,7	– 170	125	–	– 723	450	–
Impôt fédéral	34	49	46,3	1	1	– 45,4	10	12	21,8	62	70	13,0	107	132	23,6
Impôt provincial	– 98	– 121	–	0	0	– 42,2	– 0	1	–	0	0	– 100,0	– 98	– 120	–
Impôt courant	– 64	– 72	–	2	1	– 44,6	10	13	31,0	62	70	13,0	9	12	31,8
Revenu après impôt courant	– 485	306	–	– 25	2	–	10	74	–	– 232	55	–	– 732	437	–
Impôt reporté	– 39	93	–	– 0	– 0	–	– 2	2	–	– 29	6	–	– 71	101	–
Revenu net après impôt	– 445	213	–	– 25	2	–	13	72	–	203	49	–	– 661	336	–
Gains extraordinaires	– 356	41	–	– 167	– 14	–	– 16	29	–	– 406	– 34	–	– 946	21	–
Revenu net après postes extraordinaires	– 801	254	–	– 192	– 12	–	– 3	101	–	– 609	14	–	– 1607	357	–
Ressources d'autofinancement interne	941	1222	29,8	5	9	87,8	38	92	143,9	275	275	–	1259	1599	27,0

B4

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Grands producteurs de pétrole et gaz

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes totales	8389	8728	4,0	589	460	- 21,8	728	651	- 10,6	541	454	- 16,1	10246	10294	0,5
Redevances et autres paiements	1523	1504	- 1,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1523	1504	- 1,2
TRPG et autres taxes	262	0	- 100,0	2	0	- 81,4	7	6	- 14,8	36	32	- 12,1	309	39	- 87,5
Recettes nettes après redevances	6604	7224	9,4	586	460	- 21,5	720	645	- 10,5	505	422	- 16,4	8415	8751	4,0
Coût des biens vendus	0	0	–	286	177	- 38,1	0	0	–	67	87	30,9	352	264	- 25,1
Frais d'intérêt	1011	1057	4,5	17	15	- 8,3	407	149	- 63,4	37	15	- 60,8	1472	1236	- 16,1
Frais d'exploitation	2253	2154	- 4,4	181	156	- 13,9	332	316	- 4,9	165	96	- 42,2	2931	2721	- 7,2
Frais de recherche (excluant sables)	33	31	- 5,1	0	0	- 100,0	1	0	- 66,3	0	0	–	33	31	- 6,4
Autres frais	449	244	- 45,7	0	2	–	94	71	- 24,5	65	27	- 58,6	607	343	- 43,5
Frais de R-D des sables pétrolifères	18	16	- 15,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	18	16	- 15,2
Dépenses E&M	562	453	- 19,5	0	0	–	3	14	317,6	1	9	–	566	476	- 15,9
Dépréciation	424	415	- 2,0	41	46	11,7	144	107	- 25,5	10	14	38,2	619	583	- 5,9
Épuisement	1111	887	- 20,2	0	0	–	11	5	- 52,4	323	117	- 63,8	1445	1009	- 30,1
Amortissement	293	558	90,5	- 123	- 2	–	- 5	- 51	–	24	- 9	–	189	496	162,1
Frais non-monétaires et E&M	2409	2329	- 3,3	- 81	44	–	153	75	- 50,6	357	131	- 63,3	2838	2580	- 9,1
Revenu avant impôts	449	1409	214,0	184	67	- 63,9	- 266	34	–	- 187	67	–	181	1576	–
Impôt fédéral	306	501	63,6	5	2	- 60,7	- 45	- 18	–	32	24	- 23,0	298	509	70,8
Impôt provincial	56	147	162,6	1	1	- 24,8	- 14	- 6	–	0	0	–	43	142	227,6
Impôt courant	362	648	79,0	7	3	- 53,0	- 59	- 24	–	32	25	- 22,4	342	651	90,8
Revenu après impôt courant	87	761	–	178	63	- 64,3	- 207	58	–	- 218	42	–	161	924	–
Impôt reporté	- 12	4	–	- 100	6	–	- 95	10	–	- 14	- 3	–	- 221	16	–
Revenu net après impôt	99	758	–	278	58	- 79,2	- 112	48	–	- 205	45	–	60	908	–
Gains extraordinaires	- 1538	119	–	0	0	–	- 579	- 0	–	- 118	0	–	- 2236	119	–
Revenu net après postes extraordinaires	- 1439	877	–	278	58	- 79,2	- 691	48	–	- 323	45	–	- 2176	1028	–
Ressources d'autofinancement interne	2496	3090	23,8	97	108	11,3	- 54	133	–	139	173	24,7	2677	3504	30,9

B5

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Total des producteurs de pétrole et gaz

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes totales	11682	12014	2,8	611	568	- 6,9	1093	1030	- 5,7	1553	1150	- 25,9	14938	14762	- 1,2
Redevances et autres paiements	2189	2097	- 4,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	2189	2097	- 4,2
TRPG et autres taxes	326	0	- 100,0	2	1	- 69,8	7	6	- 6,2	87	89	3,0	421	96	- 77,2
Recettes nettes après redevances	9167	9917	8,2	608	568	- 6,7	1086	1024	- 5,7	1466	1061	- 27,6	12328	12569	2,0
Coût de biens vendus	0	0	–	295	195	- 33,8	2	1	- 61,3	284	167	- 41,3	581	363	- 37,5
Frais d'intérêt	1704	1625	- 4,7	17	15	- 8,1	453	219	- 51,7	90	27	- 69,9	2264	1886	- 16,7
Frais d'expoitation	3008	2936	- 2,4	186	234	25,6	574	485	- 15,5	483	264	- 45,2	4251	3919	- 7,8
Frais de recherche (excluant sables)	34	31	- 8,4	0	0	- 100,0	1	0	- 55,7	0	0	62,3	35	32	- 9,2
Autres frais	686	437	- 36,4	0	2	378,5	122	105	- 13,7	102	59	- 42,0	909	603	- 33,7
Frais de R-D des sables pétrolifères	19	15	- 21,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	19	15	- 21,2
Dépenses E&D	634	517	- 18,4	0	0	–	3	14	317,6	2	9	277,5	640	541	- 15,5
Dépréciation	584	602	3,1	43	53	25,1	172	131	- 23,5	77	51	- 34,3	876	838	- 4,4
Épuisement	1971	1547	- 21,5	0	0	–	21	16	- 23,1	626	296	- 52,6	2618	1860	- 28,9
Amortissement	626	563	- 10,1	- 94	- 2	–	- 16	- 68	–	159	- 5	–	676	487	- 27,9
Frais non-monétaires et E&M	3835	3245	- 15,4	- 51	51	–	181	94	- 48,1	865	351	- 59,4	4829	3741	- 22,5
Revenu avant impôts	- 100	1644	–	161	70	- 56,7	- 246	120	–	- 357	192	–	- 542	2026	–
Impôt fédéral	340	550	61,9	7	3	- 57,6	- 35	- 6	–	94	95	0,9	405	641	58,3
Impôt provincial	- 42	26	–	2	1	- 29,3	- 14	- 5	–	0	0	–	- 54	23	–
Impôt courant	298	576	93,6	8	4	- 51,1	- 49	- 11	–	94	95	1,1	351	664	89,2
Revenu après impôt courant	- 398	1067	–	153	66	- 57,0	- 197	132	–	- 451	97	–	- 893	1362	–
Impôt reporté	- 51	97	–	- 100	5	–	- 98	12	–	- 43	4	–	- 292	118	–
Revenu net après impôt	- 346	971	–	253	60	- 76,2	- 99	120	–	- 408	93	–	- 600	1244	–
Gains extraordinaires	- 1894	160	–	- 167	- 14	–	- 595	28	–	- 525	- 34	–	- 3182	140	–
Revenu net après postes extraordinaires	- 2241	1131	–	86	46	- 45,9	- 695	149	–	- 932	59	–	- 3782	1385	–
Ressources d'autofinancement interne	3437	4312	25,5	102	117	15,0	- 16	225	–	414	448	8,3	3936	5103	29,6

B6

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars

Sociétés sous contrôle canadien

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes total	8229	8373	1,7	9217	9269	0,6	1921	1774	– 7,7	1348	976	– 27,6	20716	20393	– 1,6
Redevances et autres paiements	1431	1329	– 7,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1431	1329	– 7,2
TRPG et autres taxes	185	0	– 100,0	1008	1339	32,9	8	9	9,7	63	69	10,0	1264	1417	12,1
Recettes nettes après redevances	6613	7045	6,5	8210	7930	– 3,4	1914	1766	– 7,7	1285	907	– 29,4	18021	17647	– 2,1
Coût des biens vendus	0	0	–	6134	5825	– 5,0	892	937	5,1	284	167	– 41,3	7310	6929	– 5,2
Frais d'intérêt	1425	1234	– 13,5	62	50	– 18,4	532	289	– 45,8	78	22	– 72,0	2097	1594	– 24,0
Frais d'exploitation	2306	2136	– 7,4	1158	1229	6,1	488	332	– 32,0	414	211	– 49,2	4367	3907	– 10,5
Frais de recherche (excluant sables)	10	6	– 33,6	0	1	–	0	0	– 34,7	0	0	62,3	10	8	– 25,2
Autres frais	614	367	– 40,2	46	40	– 14,5	74	99	34,9	88	43	– 51,6	822	549	– 33,3
Frais de R-D des sables extraordinaires	5	6	25,6	0	0	–	0	0	–	0	0	–	5	6	25,6
Dépenses E&M	166	106	– 36,1	0	0	–	– 7	5	–	1	0	– 59,1	159	111	– 30,4
Dépréciation	471	453	– 3,8	309	315	2,1	189	137	– 27,8	70	44	– 37,4	1039	949	– 8,7
Épuisement	1663	1357	– 18,4	0	0	–	18	13	– 26 2	545	257	– 52,8	2226	1628	– 26,9
Amortissement	298	451	51,4	– 79	27	–	– 8	– 112	–	123	– 12	–	334	355	6,0
Frais non-monétaires et E&M	2602	2373	– 8,8	230	342	48,9	193	44	– 77,4	738	289	– 60,8	3763	3048	– 19,0
Revenu avant impôt	– 345	928	–	579	444	– 23,4	– 266	65	–	– 317	176	–	– 349	1612	–
Impôt fédéral	152	233	53,6	42	97	133,3	– 70	– 12	–	86	85	– 1,5	209	403	92,8
Impôt provincial	– 69	– 42	–	3	9	204,2	– 18	– 5	–	0	0	–	– 85	– 38	–
Impôt courant	82	191	132,6	44	106	137,9	– 89	– 17	–	86	85	– 1,1	124	365	193,7
Revenu après impôt courant	– 427	737	–	535	338	– 36,8	– 177	82	–	– 403	91	–	– 473	1248	–
Impôt reporté	– 72	140	–	2	83	–	– 64	– 22	–	– 30	8	–	– 164	208	–
Revenu net après impôts	– 355	597	–	532	255	– 52,1	– 113	104	–	– 374	83	–	– 309	1039	–
Gains extraordinaires	– 1845	19	–	– 163	2	–	– 614	34	–	– 529	– 34	–	– 3151	20	–
Revenu net après postes extraordinaires	– 2200	616	–	369	257	– 30,4	– 727	138	–	– 903	48	–	– 3460	1060	–
Ressources d'autofinancement interne	2175	3110	43,0	764	680	– 11,1	16	126	–	335	380	13,4	3290	4296	30,6

B7

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Sociétés sous contrôle étranger

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes totales	8760	9456	7,9	17264	18100	4,8	871	1019	17,0	319	365	14,4	27214	28940	6,3
Redevances et autres paiement	1713	1714	0,1	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1713	1714	0,1
TRPG et autres taxes	267	0	-100,0	1964	2620	33,4	13	13	- 4,3	24	20	- 15,7	2268	2652	16,9
Recettes nettes après redevances	6780	7741	14,2	15300	15481	1,2	858	1006	17,3	295	345	16,8	23233	24573	5,8
Coût des biens vendus	0	0	–	11847	11734	- 1,0	204	371	82,2	0	118	–	12051	12223	1,4
Frais d'intérêt	283	395	39,6	57	43	- 23,7	311	235	- 24,5	12	5	- 55,5	664	679	2,4
Frais d'exploitation	2429	2485	2,3	2031	2142	5,5	190	292	53,6	136	73	- 46,2	4785	4992	4,3
Frais de recherche (excluant sables)	62	56	- 9,6	70	68	- 2,4	11	3	- 74,4	0	0	–	143	127	- 11,0
Autres frais	216	189	- 12,4	8	- 6	–	80	66	- 17,4	14	17	20,6	318	266	- 16,4
Frais de R-D des sables pétrolifères	34	21	- 37,9	0	0	–	0	0	–	0	0	–	34	21	- 37,9
Dépenses E&M	815	638	- 21,8	0	0	–	35	30	- 14,6	2	9	383,9	852	676	- 20,6
Dépréciation	416	463	11,3	389	400	2,8	54	78	44,6	9	9	2,0	868	950	9,4
Épuisement	576	493	- 14,3	0	0	–	3	3	- 3,2	102	57	- 43,4	681	554	- 18,6
Amortissement	574	379	- 33,9	4	- 12	–	29	32	12,0	42	7	- 84,2	648	407	- 37,2
Frais non-monétaires et E&M	2414	1994	- 17,4	393	388	- 1,2	120	143	18,4	154	82	- 46,6	3082	2607	- 15,4
Revenu avant impôts	1377	2622	90,5	894	1111	24,3	- 59	- 103	–	- 21	49	–	2191	3679	67,9
Impôt fédéral	606	738	21,8	305	334	9,7	- 214	- 148	–	26	23	- 11,5	723	947	31,1
Impôt provincial	86	202	136,7	70	111	57,4	- 14	- 40	–	0	0	-100,0	142	273	92,2
Impôts courant	691	940	36,0	375	445	18,7	- 228	- 188	–	26	23	- 11,5	865	1220	41,2
Revenu après impôt courant	685	1682	145,4	519	666	28,3	169	85	- 49,9	- 47	26	–	1326	2459	85,4
Impôt reporté	147	271	84,2	- 6	25	–	99	20	- 79,9	- 12	1	–	228	317	39,0
Revenu net après impôts	538	1411	162,1	525	641	22,1	70	65	- 7,2	- 35	25	–	1098	2142	95,0
Gains extraordinaires	- 124	142	–	- 49	2	–	- 159	30	–	0	0	–	- 333	173	–
Revenu net après postes extraordinaires	414	1553	274,9	475	643	35,3	- 89	94	–	- 35	25	–	765	2315	202,4
Ressources d'autofinancement interne	3100	3676	18,6	912	1054	15,6	290	227	- 21,5	107	108	1,1	4408	5066	14,9

B8

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités amont

	Ensemble de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Production d'équivalent pétrole en milliers de mètres cubes	151645	160512	5,8	75300	78805	4,7	76345	81707	7,0
Postes financiers clés en millions de dollars			%			%			%
Recettes brutes	16990	17829	4,9	8229	8373	1,7	8760	9456	7,9
Revenu monétaire	5275	6787	28,7	2175	3110	43,0	3100	3676	18,6
Revenu net	184	2008	–	– 355	597	–	538	1411	162,1
Revenu net plus intérêts	1892	3637	92,2	1071	1831	71,0	821	1807	119,9
Capital utilisé	47242	50102	6,1	28487	30428	6,8	18755	19674	4,9
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètres cubes			%			%			%
Recettes brutes	112,04	111,08	– 0,9	109,29	106,25	– 2,8	114,75	115,73	0,9
Redevances et autres paiements	20,74	18,96	– 8,6	19,00	16,86	– 11,3	22,44	20,98	– 6,5
TRPG et autres taxes	2,98	0	– 100,0	2,46	0	– 100,0	3,50	0	– 100,0
Recettes après redevances et taxes	88,32	92,12	4,3	87,83	89,39	1,8	88,81	94,75	6,7
Frais d'intérêt	11,27	10,15	– 9,9	18,93	15,65	– 17,3	3,71	4,84	30,5
Frais d'exploitation (sauf recherches)	31,22	28,79	– 7,8	30,63	27,10	– 11,5	31,81	30,41	– 4,4
Frais de recherche et autres	5,94	3,85	– 35,2	8,29	4,74	– 42,8	3,63	3,00	– 17,5
Revenu monétaire avant impôt	39,89	49,33	23,7	29,98	41,90	39,7	49,65	56,50	13,8
E&M et frais de R-D imputés aux sables pétrolifères	6,72	4,80	– 28,6	2,26	1,42	– 37,3	11,11	8,06	– 27,5
Dépréciation	5,85	5,71	– 2,5	6,26	5,75	– 8,1	5,45	5,67	4,0
Épuisement	14,76	11,53	– 21,9	22,08	17,22	– 22,0	7,54	6,04	– 20,0
Sommes radiées	5,75	5,18	– 10,0	3,96	5,73	44,7	7,51	4,64	– 38,2
Revenu net avant impôt	6,81	22,12	225,0	– 4,58	11,78	–	18,03	32,09	78,0
Impôt fédéral sur le revenu	4,99	6,05	21,1	2,01	2,96	46,8	7,93	9,03	13,8
Impôt provincial sur le revenu	0,11	1,00	–	– 0,92	– 0,53	–	1,12	2,48	121,2
Impôt sur le revenu reporté	0,49	2,56	–	– 0,96	1,77	–	1,93	3,32	72,1
Revenu net après impôt	1,21	12,51	–	– 4,71	7,58	–	7,05	17,27	144,9
Gains extraordinaires	– 12,99	1,00	–	– 24,50	0,24	–	– 1,63	1,73	–
Revenu net après postes extraordinaires	– 11,77	13,51	–	– 29,21	7,82	–	5,42	19,00	250,3
Ressources d'autofinancement	34,79	42,28	21,6	28,89	39,47	36,6	40,60	44,99	10,8
Ratios en pourcentage									
Gaz naturel en pourcentage de la production totale	41,8	43,3	s/o	47,2	48,3	s/o	36,5	38,4	s/o
Pétrole assujetti aux redevances sur l'ancien pétrole en pourcentage de la production de pétrole classique	51,0	48,2	s/o	49,3	44,9	s/o	52,4	50,9	s/o

B8 (suite)

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités amont

	Ensemble de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Production d'équivalent pétrole en milliers de mètres cubes	50245	51538	2,6	31594	34923	10,5	69806	74052	6,1
Postes financiers clés en millions de dollars			%			%			%
Recettes brutes	5308	5815	9,6	3293	3285	- 0,2	8389	8728	4,0
Revenu monétaire	1838	2474	34,6	941	1222	29,8	2496	3090	23,8
Revenu net	530	1038	95,8	- 445	213	-	99	758	-
Revenu net plus intérêts	534	1042	95,1	248	781	214,6	1110	1815	63,5
Capital utilisé	12297	13220	7,5	14318	13882	- 3,0	20627	23000	11,5
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètres cubes			%			%			%
Recettes brutes	105,64	112,84	6,8	104,23	94,07	- 9,7	120,17	117,87	- 1,9
Redevances et autres paiements	19,01	18,36	- 3,4	21,10	16,97	- 19,5	21,81	20,31	- 6,9
TRPG et autres taxes	2,52	0	- 100,0	2,00	0	- 100,0	3,76	0	- 100,0
Recettes après redevances et taxes	84,11	94,48	12,3	81,13	77,10	- 5,0	94,60	97,56	3,1
Frais d'intérêt	0,08	0,08	3,8	21,94	16,26	- 25,9	14,49	14,27	- 1,5
Frais d'exploitation (sauf recherche)	34,36	32,68	- 4,9	23,90	22,38	- 6,3	32,28	29,09	- 9,9
Frais de recherche et autres	3,62	2,93	- 19,0	7,53	5,52	- 26,7	6,90	3,71	- 46,2
Revenu monétaires avant impôt	46,05	58,78	27,6	27,76	32,94	18,7	40,94	50,48	23,3
E&M et frais de R-D imputés aux sables pétrolifères	7,28	4,61	- 36,6	2,30	1,83	- 20,4	8,32	6,32	- 24,0
Dépréciation	6,03	6,09	1,0	5,07	5,35	5,5	6,07	5,61	- 7,7
Épuisement	5,33	5,88	10,4	27,21	18,90	- 30,5	15,92	11,90	- 24,7
Sommes radiées	4,89	5,20	6,4	10,55	0,14	- 98,7	4,20	7,[illegible]	79,6
Revenu net avant impôt	22,53	37,00	64,2	- 17,37	6,72	-	6,43	19,0[illegible]	[illegible]
impôt fédérale sur le revenu	8,31	8,16	- 1,8	1,07	1,41	32,3	4,38	6,76	[illegible]
impôt provincial sur le revenu	1,16	2,61	125,7	- 3,10	- 3,46	-	0,80	1,99	[illegible]
impôt sur le revenu reporté	2,51	6,09	142,5	- 1,25	2,67	-	- 0,17	0,05	-
Revenu net après impôt	10,55	20,14	90,9	- 14,09	6,09	-	1,41	10,23	-
Gains extraordinaires	- 1,49	0,00	-	- 11,28	1,17	-	- 22,04	1,61	-
Revenu net après postes extraordinaires	9,07	20,14	122,1	- 25,37	7,27	-	- 20,62	11,85	-
Ressources d'autofinancement	36,58	48,01	31,2	29,79	34,99	17,4	35,75	41,73	16,7
Ratios en pourcentage									
Gaz naturel en pourcentage de la production totale	27,9	30,5	s/o	59,9	60,3	s/o	43,6	44,1	s/o
Pétrole assujetti aux redevances sur l'ancien pétrole en pourcentage de la production de pétrole classique	49,6	48,4	s/o	40,0	33,7	s/o	56,4	54,0	s/o

B9

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités aval

	Total aval			Produits pétrochimique et autres			Total des activités relatives aux produits pétroliers[1]					
	1986	1987	Varia.	1986	1987	Varia.	1986	1987	Varia.	1986	1987	Varia.
	millions $		%	millions $		%	millions $		%	$/m³		%
Recettes totales	26481	27369	3,4	2932	3170	8,1	23549	24200	2,8	294,89	291,98	- 1,0
Taxe de vente, accise et autres	2972	3959	33,2	3	2	- 30,1	2969	3957	33,3	37,18	47,74	28,4
Coût des biens vendus	17982	17559	- 2,4	2199	2084	- 5,2	15782	15474	- 2,0	197,63	186,71	- 5,5
Frais d'exploitation	3189	3371	5,7	376	442	17,6	2813	2929	4,1	35,23	35,34	0,3
Frais de recherches (sauf sables pétrolifères)	70	69	- 1,5	26	18	- 31,4	44	51	16,6	0,55	0,61	12,4
Autres frais	54	33	- 39,0	0	6	–	54	27	- 50,6	0,68	0,32	- 52,4
Revenu avant intérêt et impôt	2214	2379	7,4	328	617	88,1	1887	1762	- 6,6	23,62	21,26	- 10,0
Frais d'intérêt	119	94	- 21,0	24	21	- 11,9	94	72	- 23,3	1,18	0,87	- 26,1
Revenu en espèces avant impôt	2096	2285	9,0	304	595	96,1	1792	1689	- 5,7	22,44	20,38	- 9,2
Impôt sur le revenu courant	420	551	31,3	49	167	238,7	370	384	3,7	4,64	4,63	–
Ressources d'autofinancement	1676	1734	3,4	254	428	68,5	1422	1305	- 8,2	17,80	15,75	- 11,5
Dépréciation et autre poste hors caisse	623	730	17,3	92	201	119,1	531	529	- 0,4	6,65	6,38	- 4,0
Revenu courant	1053	1004	- 4,7	162	227	39,8	891	777	- 12,9	11,16	9,37	- 16,0
Impôt sur le revenu reporté	- 4	108	–	- 132	- 25	–	128	133	4,1	1,60	1,60	0,3
Bénéfice net après impôt	1057	896	- 15,3	294	252	- 14,2	763	644	- 15,7	9,56	7,76	- 18,8

	Raffinage et Comm. nationales			Raffinage et comm. régionales		
	1986	1987	Varia.	1986	1987	Varia.
	$/m³		%	$/m³		%
Recettes totales	297,63	296,24	- 0,5	287,93	281,22	- 2,3
Taxe de vente, accise et autres	38,60	48,89	26,7	33,58	44,86	33,6
Coût des biens vendus	197,25	188,59	- 4,4	198,59	181,95	- 8,4
Frais d'exploitation	38,28	38,41	0,3	27,48	27,57	0,3
Frais de recherche (sauf sables pétrolifères)	0,70	0,80	14,8	0,16	0,13	- 13,9
Autres frais	0,23	- 0,18	–	1,81	1,60	- 11,6
Revenu avant intérêt et impôt	22,57	19,73	- 12,6	26,31	25,11	- 4,5
Frais d'intérêt	0,01	0,00	- 67,8	4,16	3,08	- 26,0
Revenu en espèces avant impôt	22,56	19,73	- 12,5	22,15	22,04	- 0,5
Impôt sur le revenu courant	5,53	4,74	- 14,4	2,36	4,37	85,2
Ressources d'autofinancement	17,02	14,99	- 11,9	19,79	17,67	- 10,7
Dépréciation et autre poste hors caisse	6,30	5,84	- 7,4	7,52	7,75	3,1
Revenu courant	10,72	9,15	- 14,6	12,27	9,91	- 19,2
Impôt sur le revenu reporté	1,50	1,39	- 7,7	1,85	2,16	16,5
Bénéfice net après impôt	9,22	7,77	- 15,7	10,42	7,75	- 25,6
Ratios en pourcentage			Varia.			Varia.
Vente de 'produits propres' contre le volume de ventes totales	81,78	81,40	- 0,5	81,30	82,04	0,9
Ventes nettes au Canada contre le volume de ventes totales	92,19	91,83	- 0,4	90,10	88,97	- 1,3
Ventes d'exportations contre le volume de ventes totales	5,73	6,19	8,1	8,87	10,07	13,5

(1) Le calcul des coûts et des recettes unitaires se fonde sur les données relatives au volume des ventes totales pour les postes consolidés retenus.

B10

Sources et affectation de fonds en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes tirées de l'exploitation	7698	9362	21,6	3290	4296	30,6	4408	5066	14,9
Augmentation nette de la dette à long terme	1900	876	- 53,9	1526	684	- 55,2	373	192	- 48,4
Émission d'actions	2414	1849	- 23,4	1818	1301	- 28,5	595	548	- 7,9
Subventions (PESP et autres)	1149	491	- 57,3	956	341	- 64,3	193	150	- 22,4
Toutes autres sources	5108	7488	46,6	3489	6096	74,7	1619	1391	- 14,1
Diminution du capital de roulement	3333	2000	- 40,0	1748	828	- 52,6	1585	1172	- 26,1
Total des sources de fonds	21601	22066	2,2	12827	13546	5,6	8774	8520	- 2,9
Dépenses en capital au Canada	7372	7007	- 5,0	4079	3657	- 10,3	3294	3350	1,7
Dépenses en capital aux États-Unis	145	150	3,5	123	94	- 23,6	22	56	156,5
Autres dépenses à l'étranger	425	346	- 18,7	389	321	- 17,6	36	25	- 30,5
Dépenses totales à l'étranger	570	495	- 13,0	512	415	- 19,0	58	81	39,9
Total des dépenses en capital	7942	7503	- 5,5	4590	4071	- 11,3	3352	3431	2,4
Dividendes:									
Actions ordinaires	2260	1191	- 47,3	323	293	- 9,4	1937	898	53,6
Actions privilégiées	313	345	10,4	270	201	- 25,5	43	144	238,8
Total	2573	1536	- 40,3	593	494	- 16,7	1980	1042	- 47,3
Réduction de l'avoir propre	452	323	- 28,6	71	119	67,5	381	204	- 46,5
Total dividendes et réductions de l'avoir propre	3025	1859	- 38,6	664	613	- 7,8	2361	1246	- 47,2
Réductions nettes de la dette à long terme	2931	4429	51,1	1474	2795	89,6	1457	1634	12,1
Toutes autres affectations	6783	6238	- 8,0	5681	4665	- 17,9	1102	1573	42,8
Augmentation du fonds de roulement	920	2037	121,4	418	1402	235,5	502	635	26,5
Total des affectations de fonds	21601	22066	2,2	12827	13546	5,6	8774	8520	- 2,9

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Recettes tirées de l'exploitation	3762	4259	13,2	1259	1599	27,0	2677	3504	30,9
Augmentation nette de la dette à long terme	540	20	- 96,3	341	605	77,2	1019	251	- 75,3
Émission d'actions	24	281	-	1851	1251	- 32,4	539	317	- 41,2
Subventions (PESP et autres)	372	129	- 65,5	328	190	- 41,9	449	172	- 61,7
Toutes autres sources	541	885	63,5	1505	1242	- 17,5	3062	5361	75,1
Total des dépenses en capital	7942	7503	- 5,5	4590	4071	- 11,3	3352	3431	2,4
Diminution du capital de roulement	775	224	- 71,0	350	974	178,3	2208	802	- 63,7
Total des sources de fonds	6013	5797	- 3,6	5634	5861	4,0	9954	10408	4,6
Dépenses en capital au Canada	2683	2470	- 7,9	1708	1950	14,2	2981	2587	- 13,2
Dépenses en capital aux États-Unis	0	0	-	50	25	- 51,2	95	125	32,4
Autres dépenses à l'étranger	22	19	- 12,9	349	274	- 21,4	55	53	- 3,4
Dépenses totales à l'étranger	22	19	- 11,9	399	299	- 25,2	149	178	19,3
Total des dépenses en capital	2705	2489	- 8,0	2107	2249	6,7	3130	2765	- 11,7
Dividendes:									
Actions ordinaires	619	607	- 1,9	42	55	32,3	1600	529	- 66,9
Actions privilégiées	113	188	67,0	100	101	0,3	100	57	- 43,3
Total	731	795	8,7	142	156	9,7	1700	585	- 65,6
Réduction de l'avoir propre	168	92	- 45,2	89	181	103,3	196	50	- 74,4
Total dividendes et réductions de l'avoir propre	899	887	- 1,3	231	336	45,7	1896	636	- 66,5
Réductions nettes de la dette à long terme	768	495	- 35,6	1640	1328	- 19,0	522	2606	398,8
Toutes autres affectations	1410	1499	6,3	1170	1291	10,4	4203	3447	- 18,0
Augmentation du fonds de roulement	231	427	84,6	487	657	34,9	202	954	371,6
Total des affectations de fonds	6013	5797	- 3,6	5634	5861	4,0	9954	10408	4,6

B11

Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement en millions de dollars

	Total du Canada			Provinces			Terres du Canada		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Ensemble de l'industrie									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	1075	1336	24,3	993	1290	29,9	83	46	– 43,7
Forage d'exploration	2198	1365	– 37,9	1062	1002	– 5,7	1136	363	– 68,0
Total – exploration	3273	2701	– 17,5	2055	2291	11,5	1218	410	– 66,4
Forage de mise en valeur	1048	1007	– 3,8	1030	981	– 4,8	17	27	53,1
Production	1352	1237	– 8,5	1344	1207	– 10,2	8	30	286,9
Pétrole lourds et sables pétrolifères	601	548	– 8,9	601	548	– 8,9	0	0	–
Total - amont	6274	5493	– 12,4	5030	5027	– 0,1	1243	467	– 62,5
Sociétés sous contrôle canadien									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	581	687	18,4	535	671	25,4	45	16	– 64,7
Forage d'exploration	1617	900	– 44,4	621	573	– 7,7	996	326	– 67,2
Total – exploration	2198	1587	– 27,8	1156	1245	7,6	1041	342	– 67,1
Forage de mise en valeur	568	510	– 10,2	566	510	– 9,8	3	0	– 97,1
Production	633	550	– 13,1	632	549	– 13,1	2	2	8,7
Pétrole lourds et sables pétrolifères	203	194	– 4,5	203	194	– 4,5	0	0	–
Total - amont	3602	2842	– 21,1	2557	2497	– 2,3	1046	344	– 67,1
Sociétés sous contrôle étranger									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	495	649	31,1	458	618	35,1	37	30	– 18,0
Forage d'exploration	581	465	– 19,9	441	428	– 2,9	140	37	– 73,5
Total – exploration	1076	1114	3,6	899	1047	16,4	177	67	– 61,9
Forage de mise en valeur	479	497	3,7	464	470	1,3	15	27	79,2
Production	719	687	– 4,4	712	658	– 7,6	6	28	361,9
Pétrole lourds et sables pétrolifères	398	354	– 11,1	398	354	– 11,1	0	0	–
Total - amont	2672	2652	– 0,8	2474	2529	2,2	198	122	– 38,2

B12

Dépenses en capital, par activité en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Exploration	3273	2701	– 17,5	2198	1587	27,8	1076	1114	3,6
Mise en valeur	1048	1007	– 3,8	568	510	– 10,2	479	497	3,7
Production	1352	1237	– 8,5	633	550	– 13,1	719	687	– 4,4
Sables pétrolifères	601	548	– 8,9	203	194	– 4,5	398	354	– 11,1
Total – activités amont	6274	5493	– 12,4	3602	2842	– 21,1	2672	2652	– 0,8
Total – activités aval	796	1172	47,2	338	654	93,8	458	518	12,9
Uranium	0	0	– 72,7	0	0	–	0	0	– 72,7
Charbon	25	14	– 42,2	1	5	312,9	23	9	– 61,6
Toutes autres activités	278	328	18,1	138	156	13,2	140	172	23,0
Total au Canada	7372	7007	– 5,0	4079	3657	– 10,3	3294	3350	1,7
Total à l'étranger	570	495	– 13,0	512	415	– 19,0	58	81	39,9
Grand total des dépenses en capital	7942	7503	– 5,5	4590	4071	– 11,3	3352	3431	2,4

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
Exploration	891	598	– 32,9	927	899	– 3,1	1455	1205	– 17,2
Mise en valeur	281	266	– 5,5	346	332	– 3,9	421	410	– 2,6
Production	327	383	17,2	340	343	0,9	685	511	– 25,4
Sables pétrolifères	338	342	1,1	54	5	– 90,2	209	200	– 4,1
Total – activités amont	1837	1589	– 13,5	1667	1579	– 5,3	2769	2325	– 16,0
Total – activités aval	682	774	13,5	5	299	–	109	99	– 9,0
Uranium	0	0	– 100,0	0	0	–	0	0	–
Charbon	23	8	– 65,4	0	0	–	1	6	379,2
Toutes autres activités	141	100	– 29,0	35	72	103,1	102	156	53,8
Total au Canada	2683	2470	– 7,9	1708	1950	14,2	2981	2587	– 13,2
Total à l'étranger	22	19	– 11,9	399	299	– 25,2	149	178	19,3
Grand total des dépenses en capital	2705	2489	– 8,0	2107	2249	6,7	3130	2765	– 11,7

B13
Bilan en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Comptant, investissement et titres	4439	5208	17,3	1865	2571	37,9	2574	2637	2,5
Comptes à recevoir:									
Filiales	374	446	19,3	106	135	27,1	267	311	16,3
Autres	6249	6366	1,9	3344	3150	– 5,8	2905	3216	10,7
Total	6623	6813	2,9	3451	3285	– 4,8	3172	3527	11,2
Stocks	3846	4265	10,9	1537	1724	12,1	2309	2541	10,1
Autres disponibilités	680	767	12,8	325	412	26,8	355	356	0,1
Total des disponibilités	15588	17054	9,4	7178	7992	11,3	8410	9062	7,7
Immobilisations	86706	94605	9,1	49481	54919	11,0	37224	39687	6,6
moins:									
Épuisement									
Dépréciation et amortissement	27524	30023	9,1	16344	17456	6,8	11179	12567	12,4
Immobilisation moins l'amortissement comptants	61765	64384	4,2	35929	37471	4,3	25836	26913	4,2
Autres éléments de l'actif à long terme	8189	5646	– 31,1	6065	3419	– 43,6	2124	2226	4,8
Total de l'actif	85543	87083	1,8	49172	48882	– 0,6	36371	38201	5,0
Comptes à payer:									
Filiales	571	424	– 25,7	151	63	– 58,1	420	361	– 14,0
Autres	5962	6788	13,8	3128	3290	5,2	2835	3498	23,4
Total	6534	7212	10,4	3279	3353	2,2	3254	3859	18,6
Tranche courante de la dette à long terme	1292	1768	36,8	701	650	– 7,4	591	1118	89,4
Autres exigibiliés	2463	2861	16,2	1430	1689	18,1	1033	1172	13,5
Total des exigibilités	10289	11842	15,1	5411	5692	5,2	4878	6150	26,1
Dette à long terme	24001	20629	– 14,0	17661	15743	– 10,9	6340	4886	– 22,9
Paiements anticipés pour production différée	2055	1743	– 15,2	1116	936	– 16,2	939	807	– 14,0
Impôts sur le revenu différés	11254	11724	4,2	5872	6052	3,1	5382	5671	5,4
Autre passif à long terme	3217	3369	4,7	1582	1418	– 10,4	1635	1951	19,3
Avoir propre:									
Actions ordinaires	13228	15728	18,9	9803	12025	22,7	3426	3703	8,1
Actions privilègiées	4921	5242	6,5	4203	4449	5,9	718	793	10,4
Bénéfices non répartis	11961	12050	0,7	720	– 238	–	11241	12289	9,3
Autres	4617	4757	3,0	2805	2806	–	1811	1951	7,7
Total	34727	37777	8,8	17531	19041	8,6	17196	18736	9,0
Total passif, impôts différés et avoir propre	85543	87083	1,8	49172	48882	– 0,6	36371	38201	5,0
Fonds de roulement	5299	5212	– 1,6	1767	2300	30,2	3532	2912	17,6

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
Comptant, investissement et titres	2140	2140	–	1008	1238	22,7	1290	1831	41,9
Comptes à recevoir:									
Filiales	53	42	– 21,3	102	151	47,5	218	253	16,1
Autres	3511	3641	3,7	936	952	1,7	1803	1774	– 1,6
Total	3564	3683	3,3	1038	1103	6,2	2021	2027	0,3
Stocks	3113	3527	13,3	140	143	2,5	594	595	0,2
Autres disponibilités	523	603	15,2	73	100	36,2	83	65	– 22,5
Total des disponibilités	9340	9953	6,6	2259	2583	14,3	3988	4517	13,3
Immobilisations	33713	35796	6,2	20783	22947	10,4	32209	35863	11,3
moins:									
Épuisement									
Dépréciation et amortissement	10552	11760	11,5	6190	7146	15,4	10782	11117	3,1
Immobilisation moins l'amortissement comptants	22963	23828	3,8	14676	15810	7,7	24127	24746	2,6
Autres éléments de l'actif à long terme	1721	2122	23,3	1453	1377	– 5,3	5015	2147	– 57,2
Total de l'actif	34024	35903	5,5	18388	19769	7,5	33130	31411	– 5,2
Comptes à payer:									
Filiales	381	200	– 47,6	142	165	15,8	48	60	24,9
Autres	3294	3493	6,1	936	995	6,3	1733	2299	32,7
Total	3675	3693	0,5	1078	1160	7,6	1781	2359	32,4
Tranche courante de la dette à long terme	162	361	121,9	590	1164	97,1	539	244	– 54,8
Autres exigibiliés	1035	1315	27,0	651	675	3,7	776	872	12,3
Total des exigibilités	4872	5368	10,2	2320	2999	29,3	3096	3474	12,2
Dette à long terme	3384	2899	– 14,3	6644	6219	– 6,4	13973	11511	– 17,6
Paiements anticipés pour production différée	453	391	– 13,7	553	487	– 12,0	1048	864	– 17,6
Impôts sur le revenu différés	5356	5759	7,5	1660	1717	3,4	4238	4247	0,2
Autre passif à long terme	1550	1691	9,1	738	699	– 5,2	929	979	5,4
Avoir propre:									
Actions ordinaires	5993	6750	12,6	3518	4585	30,3	3717	4393	18,2
Actions privilègiées	1988	1896	– 4,6	1958	2002	2,2	975	1344	37,9
Bénéfices non répartis	9976	10793	8,2	– 1194	– 967	–	3179	2224	– 30,0
Autres	451	356	– 21,1	2192	2028	– 7,5	1974	2374	20,3
Total	18408	19794	7,5	6473	7648	18,1	9846	10335	5,0
Total passif, impôts différés et avoir propre	34024	35903	5,5	18388	19769	7,5	33130	31411	– 5,2
Fonds de roulement	4468	4585	2,6	– 60	– 416	–	892	1043	17,0

B14

Capital utilisé par segment et par secteur d'activité en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Amont	47242	50102	6,1	28487	30428	6,8	18755	19674	4,9
Raffinage et commercialisation	10581	11410	7,8	4572	5085	11,2	6009	6325	5,2
Autres activités aval	2987	3317	11,0	1122	1500	33,7	1866	1817	– 2,6
Autres activités au Canada	11024	7561	– 31,4	7605	3992	– 47,5	3420	3569	4,4
Ensemble des activités au Canada	71835	72389	0,8	41785	41004	– 1,9	30050	31385	4,4
Activités à l'étranger	3180	2852	– 10,3	2544	2186	– 14,1	636	666	4,7
Grand Total	75015	75242	0,3	44329	43191	– 2,6	30686	32051	4,4

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Amont	12297	13220	7,5	14318	13882	– 3,0	20627	23000	11,5
Raffinage et commercialisation	10588	11055	4,4	4	329	–	– 11	26	–
Autres activités aval	2323	2476	6,6	98	148	51,5	566	693	22,3
Autres activités au Canada	3557	3396	– 4,5	1031	1238	20,1	6436	2927	– 54,5
Ensemble des activités au Canada	28766	30146	4,8	15451	15597	0,9	27618	26646	– 3,5
Activités à l'étranger	389	389	–	1363	1173	– 14,0	1428	1291	– 9,6
Grand Total	29154	30535	4,7	16814	16770	– 0,3	29046	27936	– 3,8

Nota :
La capital utilisé est définit comme étant le total de l'actif moins les exigibilités.

B15

Volume et valeur de la production

Par province

Volume en milliers de mètres cubes	Alberta			Colombie-Britannique			Saskatchewan		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Pétrole brut – PRNP	22504,7	24278,3	7,9	786,8	883,8	12,3	6013,4	6726,9	11,9
Pétrole brut – autres	28061,2	27001,0	– 3,8	1063,6	1087,2	2,2	2879,4	2984,0	3,6
Pétrole brut classique	50565,9	51279,3	1,4	1850,4	1970,9	6,5	8892,8	9710,9	9,2
Sables pétrolifères	15091,8	15519,3	2,8	0,0	0,0	–	9,5	1,0	– 89,5
Gaz naturel commercial (10^6m^3)	55896,1	60405,0	8,1	5567,8	6974,2	25,3	1458,5	1759,2	20,6
Liquides de gaz naturel (usine)	14819,5	15691,0	5,9	254,0	322,6	27,0	8,5	35,9	322,8
Production totale	121553,8	127203,6	4,6	7418,2	8945,1	20,6	10360,8	11471,1	10,7
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut – PRNP	2665,0	3381,5	26,9	103,7	125,3	20,8	591,4	804,9	36,1
Pétrole brut – autres	3357,9	3854,2	14,8	131,2	155,5	18,6	307,8	383,0	24,4
Pétrole brut classique	6022,8	7235,8	20,1	234,8	280,8	19,6	899,1	1187,9	32,1
Sables pétrolifères	1603,7	2032,3	26,7	0,0	0,0	–	0,6	0,1	– 82,0
Gaz naturel commercial	4502,5	3622,9	– 19,5	349,0	362,6	3,9	94,3	94,6	0,4
Liquides de gaz naturel (usine)	1793,7	1436,2	– 19,9	22,8	26,8	17,6	0,8	3,8	–
Production totale	13922,6	14327,2	2,9	606,6	670,2	10,5	994,8	1286,4	29,3

Par groupe de sociétés

Volume en milliers de mètres cubes	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Pétrole brut – PRNP	31086,8	33794,6	8,7	14624,5	16256,3	11,2	16462,3	17538,3	6,5
Pétrole brut – autres	32329,0	31413,4	– 2,8	14229,3	13258,2	– 6,8	18099,7	18155,2	0,3
Pétrole brut classique	63415,8	65208,0	2,8	28853,8	29514,5	2,3	34562,0	35693,5	3,3
Sables pétrolifères	15101,3	15520,3	2,8	4883,3	5050,6	3,4	10218,0	10469,7	2,5
Gaz naturel commercial (10^6m^3)	63345,0	69452,2	9,6	35506,0	38087,2	7,3	27839,0	31365,0	12,7
Liquides de gaz naturel (usine)	15089,0	16056,5	6,4	9421,7	9602,7	1,9	5667,3	6453,8	13,9
Production totale	141862,2	150180,5	5,9	69243,1	72652,3	4,9	72619,0	77528,2	6,8
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut – PRNP	3499,7	4503,9	28,7	1596,0	2138,0	34,0	1903,7	2365,9	24,3
Pétrole brut – autres	3836,6	4441,8	15,8	1651,0	1830,3	10,9	2185,6	2611,5	19,5
Pétrole brut classique	7336,3	8945,7	21,9	3247,0	3968,3	22,2	4089,3	4977,4	21,7
Sables pétrolifères	1604,3	2032,4	26,7	586,4	753,1	28,4	1017,9	1279,3	25,7
Gaz naturel commercial	4986,2	4105,0	– 17,7	2770,5	2202,6	– 20,5	2215,6	1902,3	– 14,1
Liquides de gaz naturel (usine)	1818,0	1467,7	– 19,3	1231,9	866,7	– 29,6	586,1	601,0	2,5
Production totale	15744,8	16550,8	5,1	7835,9	7790,7	– 0,6	7908,9	8760,1	10,8

Volume en milliers de mètres cubes	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Pétrole brut – PRNP	10928,4	10895,8	– 0,3	7156,2	8570,4	19,8	13002,2	14328,4	10,2
Pétrole brut – autres	10755,7	10232,9	– 4,9	4763,0	4359,8	– 8,5	16810,3	16820,7	0,1
Pétrole brut classique	21684,1	21128,7	– 2,6	11919,2	12930,2	8,5	29812,5	31149,1	4,5
Sables pétrolifères	10147,7	10289,6	1,4	194,5	205,0	5,4	4759,1	5025,7	5,6
Gaz naturel commercial (10^6m^3)	14007,0	15739,5	12,4	18928,5	21073,1	11,3	30409,5	32639,6	7,3
Liquides de gaz naturel (usine)	6212,8	6240,0	0,4	1584,6	1900,4	19,9	7291,6	7916,1	8,6
Production totale	45838,8	47157,8	2,9	31042,2	34208,3	10,2	64981,1	68814,4	5,9
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut – PRNP	1160,5	1411,0	21,6	818,7	1115,8	36,3	1520,6	1977,1	30,0
Pétrole brut – autres	1290,6	1481,5	14,8	549,8	577,5	5,0	1996,2	2382,8	19,4
Pétrole brut classique	2451,1	2892,5	18,0	1368,5	1693,3	23,7	3516,7	4359,9	24,0
Sables pétrolifères	1023,3	1274,0	24,5	13,8	21,8	58,8	567,2	736,6	29,9
Gaz naturel commercial	1092,3	960,0	– 12,1	1465,5	1164,5	– 20,5	2428,4	1980,5	– 18,4
Liquides de gaz naturel (usine)	575,9	538,1	– 6,6	144,0	148,6	3,2	1098,1	780,9	– 28,9
Production totale	5142,6	5664,7	10,2	2991,8	3028,2	1,2	7610,4	7857,9	3,3

B16

Frais d'exploitation en amont et redevances en millions de dollars

Par province

	Alberta			Colombie-Britannique			Saskatchewan		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Activités associées	1819,7	1777,1	– 2,3	89,7	86,1	– 4,1	280,6	278,2	– 0,8
Usine de traitement de gaz naturel	431,7	424,7	– 1,6	6,4	7,2	12,8	11,7	13,2	13,1
Sables pétrolifères	1110,8	1095,7	– 1,4	0,0	0,0	–	1,1	0,2	– 77,8
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	113,2	97,6	– 13,8	3,8	3,1	– 20,2	11,8	12,9	9,2
Frais généraux d'exploitation	752,1	696,3	– 7,4	18,5	15,1	– 18,3	62,5	56,6	– 9,3
Total, frais d'exploitation	4227,5	4091,5	– 3,2	118,4	111,5	– 5,9	367,6	361,2	– 1,7
Redevances fédéral de la couronne	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–
Redevances et taxes provincial	2301,0	2146,2	– 6,7	93,3	100,4	7,6	171,4	250,2	46,0
Autres redevances et paiements	497,7	434,9	– 12,6	9,2	17,8	92,1	45,0	64,3	43,1
Redevances total	2798,7	2581,1	– 7,8	102,6	118,2	15,2	216,3	314,5	45,4

Par groupe de sociétés

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Activités associées	2234,5	2194,8	– 1,8	1137,3	1096,4	– 3,6	1097,2	1098,4	0,1
Usine de traitement de gaz naturel	473,1	468,2	– 1,0	305,5	269,8	– 11,7	167,5	198,4	18,4
Sables pétrolifères	1111,9	1096,0	– 1,4	435,7	432,5	– 0,7	676,2	663,4	– 1,9
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	129,4	114,9	– 11,2	71,3	56,1	– 21,3	58,1	58,8	1,3
Frais généraux d'exploitation	857,5	808,7	– 5,7	366,2	287,2	– 21,6	491,3	521,5	6,1
Total, frais d'exploitation	4806,4	4682,6	– 2,6	2316,1	2142,1	– 7,5	2490,3	2540,5	2,0
Redevances fédéral de la couronne	5,2	6,8	29,3	0,4	1,1	161,9	4,8	5,7	17,7
Redevances et taxes provincial	2575,7	2507,3	– 2,7	1163,7	1064,8	– 8,5	1412,0	1442,5	2,2
Autres redevances et paiements	562,1	528,9	– 5,9	264,2	262,6	– 0,6	297,9	266,2	– 10,6
Redevances total	3143,0	3042,9	– 3,2	1428,3	1328,5	– 7,0	1714,7	1714,3	–

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %	1986	1987	Varia. %
Activités associées	592,0	611,5	3,3	546,2	564,5	3,3	1096,3	1018,8	– 7,1
Usine de traitement de gaz naturel	126,3	123,1	– 2,5	73,2	71,7	– 2,1	273,6	273,4	– 0,1
Sables pétrolifères	679,3	669,1	– 1,5	13,8	12,4	– 10,2	418,7	414,4	– 1,0
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	54,6	34,0	– 37,8	17,3	19,2	10,8	57,5	61,8	7,5
Frais généraux d'exploitation	311,9	277,8	– 10,9	105,7	113,9	7,8	439,9	417,0	– 5,2
Total, frais d'exploitation	1764,1	1715,6	– 2,7	756,3	781,7	3,4	2286,0	2185,4	– 4,4
Redevances fédéral de la couronne	3,5	4,8	37,1	0,4	1,1	161,9	1,3	0,9	– 34,4
Redevances et taxes provincial	742,6	743,8	0,2	491,8	440,4	– 10,5	1341,2	1323,1	– 1,4
Autres redevances et paiements	209,3	197,6	– 5,6	172,8	151,2	– 12,5	180,1	180,1	–
Redevances total	955,4	946,2	– 1,0	665,0	592,7	– 10,9	1522,6	1504,0	– 1,2

B17
États des revenus et des dépenses de 1983 à 1987 en millions de dollars

	Amont						Aval					
	1983	1984	1985	1986	1987	Taux de croissance	1983	1984	1985	1986	1987	Taux de croissance
Recettes totales	23834	26535	27968	16923	17719	- 7,1	30660	31882	34076	26481	27369	- 2,8
Redevances et autres paiements	6080	6442	6346	3127	3017	- 16,1	0	0	0	0	0	-
TRPG et autres taxes	2025	2233	2010	452	0	-	1777	1935	2314	2972	3959	22,2
Recettes nettes après redevances	15730	17860	19611	13344	14702	1,7	28883	29948	31762	23510	23410	- 5,1
Coût des biens vendus	0	0	0	0	0	-	25351	25568	26976	17982	17559	- 8,8
Frais d'intérêt	1407	1624	1574	1701	1619	3,6	298	361	201	119	94	- 25,1
Frais d'exploitation	3732	4267	4816	4719	4585	5,3	2677	2714	3252	3189	3371	5,9
Frais de recherche (excluant sables pétrolifères)	51	64	68	71	62	5,3	62	68	80	70	69	2,7
Autres frais	578	560	600	830	556	- 1,0	189	175	43	54	33	- 35,2
Frais de R&D des sables pétrolifères	35	27	36	38	27	- 6,7	0	0	0	0	0	-
Dépenses E&M	824	750	876	981	740	- 2,6	0	0	0	0	0	-
Dépréciation	686	723	841	884	907	7,2	572	612	686	698	715	5,7
Épuisement	1080	1410	1733	2230	1829	14,1	0	0	0	0	0	-
Amortissement	1043	603	528	371	831	- 5,5	61	30	170	- 75	16	- 29,0
Frais non-monétaires et E&M	3668	3513	4015	5004	4334	4,3	634	642	856	623	730	3,6
Revenu avant impôt	6294	7832	8538	1018	3546	- 13,4	- 307	420	353	1473	1554	-
Impôt fédéral	2246	2302	2482	757	971	- 18,9	- 346	- 17	107	346	431	-
Impôt provincial	386	608	549	19	171	- 18,4	- 118	- 3	19	73	120	-
Impôt courant	2631	2910	3031	777	1142	- 18,8	- 444	- 20	126	420	551	-
Revenu net après impôt courant	3663	4923	5507	242	2403	- 10,0	137	441	227	1053	1004	64,6
Impôt reporté	1215	1824	1768	68	399	- 24,3	213	86	- 116	- 4	108	- 15,7
Revenu net après impôt	2448	3099	3739	173	2004	- 4,9	- 77	355	344	1057	896	-
Gains extraordinaires	74	6	- 807	- 1969	167	22,5	- 9	35	- 129	- 213	4	-
Revenu net après postes extraordinaires	2522	3106	2933	- 1796	2171	- 3,7	- 86	389	215	844	900	-
Ressources d'autofinancement interne	7330	8436	9522	5246	6738	- 2,1	770	1082	1083	1676	1734	22,5

	Autres activités et activités étrangères						Totales des activités					
	1983	1984	1985	1986	1987	Taux de croissance	1983	1984	1985	1986	1987	Taux de croissance
Recettes totales	4626	4776	4914	4459	4135	- 2,8	59120	63193	66958	47864	49223	- 4,5
Redevances et autres paiements	0	0	0	0	0	-	6080	6442	6346	3127	3017	- 16,1
TRPG et autres taxes	76	100	169	108	111	9,7	3878	4267	4493	3532	4069	1,2
Recettes nettes après redevances	4549	4677	4745	4351	4024	- 3,0	49162	52484	56118	41205	42136	- 3,8
Coût des biens vendus	1679	1243	1360	1379	1593	- 1,3	27031	26811	28337	19361	19152	- 8,3
Frais d'intérêt	774	780	689	934	551	- 8,2	2480	2765	2464	2754	2264	- 2,3
Frais d'exploitation	1321	1298	1536	1228	908	- 9,0	7730	8278	9603	9137	8863	3,5
Frais de recherche (excluant sables pétrolifères	10	10	7	11	3	- 22,9	122	142	156	153	135	2,5
Autres frais	182	284	196	256	225	5,4	949	1019	829	1140	814	- 3,8
Frais de R&D des sables pétrolifères	0	0	0	0	0	-	35	27	36	38	27	- 6,7
Dépenses E&M	63	58	68	30	44	- 8,6	887	808	944	1011	784	- 3,0
Dépréciation	318	373	281	322	267	- 4,3	1576	1708	1808	1903	1889	4,6
Épuisement	252	297	470	668	332	7,1	1332	1707	2203	2898	2161	12,9
Amortissement	830	115	203	186	- 85	-	1935	748	901	982	761	- 20,8
Frais non-monétaires et E&M	1463	844	1022	1206	558	- 21,4	5765	4999	5893	6833	5622	- 0,6
Revenu avant impôt	- 881	217	- 56	- 663	187	-	5085	8470	8836	1628	5287	1,0
Impôt fédéral	54	7	16	- 172	- 52	-	1953	2292	2605	931	1351	- 8,8
Impôt provincial	- 15	- 49	- 26	- 32	- 45	-	253	556	542	60	245	- 0,7
Impôt courant	39	- 42	- 9	- 204	- 97	-	2206	2848	3148	992	1596	- 7,8
Revenu net après impôt courant	- 919	259	- 47	- 459	284	-	2879	5623	5688	836	3691	6,4
Impôt reporté	- 30	129	69	- 7	7	-	1398	2038	1721	58	514	- 22,1
Revenu net après impôt	- 889	130	- 116	- 452	277	-	1482	3584	3967	778	3177	21,0
Gains extraordinaires	- 0	92	- 134	- 1302	29	-	65	132	- 1069	- 3484	200	32,6
Revenu net après postes extraordinaires	- 889	222	- 250	- 1754	306	-	1547	3717	2898	- 2705	3378	21,6
Ressources d'autofinancement interne	544	1103	976	747	842	11,5	8644	10622	11581	7669	9313	1,9

B18

Sources et affectations de fonds de 1983 à 1987 en millions de dollars

	1983	1984	1985	1986	1987	Taux de croissance
Recettes tirées de l'exploitation	8644	10622	11581	7669	9313	1,9
Augmentation nette de la dette à long terme	1839	4227	2067	1900	766	-19,6
Émission d'actions	2182	1815	2010	2359	1714	- 5,9
Subventions (PESP et autres)	1667	1892	1860	1131	459	- 27,6
Toutes autres sources	2991	5172	4143	5113	7492	25,8
Diminution du capital de roulement	1524	931	2815	3333	1989	6,9
Total des sources de fonds	18848	24659	24475	21505	21735	3,6
Dépenses en capital en amont	6798	7967	9287	6221	5639	-4,6
Dépenses en capital en aval	1611	897	751	725	791	- 16,3
Dépenses en capital autres au Canada	1195	926	881	374	426	- 22,8
Dépenses en capital au Canada	9603	9790	10919	7319	6856	-8,1
Dépenses en capital aux États-Unis	328	317	720	145	150	- 17,8
Autres dépenses à l'étranger	442	360	473	425	346	-6,0
Dépenses totales à l'étranger	770	677	1193	570	495	- 10,4
Total des dépenses en capital	10373	10466	12112	7889	7352	-8,2
Dividendes:						
Actions ordinaires	96	34	1514	2260	1160	86,2
Actions privilégiées	157	162	283	312	343	21,6
Total	1257	1348	1798	2573	1502	4,6
Réduction de l'avoir propre	548	160	528	452	354	- 10,4
Total des dividendes et réductions de l'avoir propre	1805	1507	2325	3025	1856	0,7
Réduction nette de la dette à long terme	1545	2560	1884	2901	4429	30,1
Toutes autres affectations	3111	5628	5941	6778	6070	18,2
Augmentation du fonds de roulement	2013	4499	2212	912	2033	0,2
Totales des affectations de fonds	18848	24659	24475	21505	21739	3,6

Annexe C Glossaire

Acquisitions – acquisitions d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses en capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations de fonds" dans les rapports d'examen. (Acquisitions)

Actions accréditives – outil financier qui permet à une compagnie engagée dans l'exploration minière ou pétrolière d'émettre des actions en vue de lever des fonds pour ses dépenses d'exploration et de mise en valeur. En retour, la compagnie renonce ses dépenses fiscales parallèles come les frais d'exploration au Canada (FEC), les frais d'aménagement au Canada (FAC) et les frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCPG) pour les transférer aux détenteurs des actions. Le financement par actions accréditives donne aux investisseurs la possibilité de déduire de leurs propres revenus les dépenses d'exploration pétrolière ou minière engagées par la compagnie émettrice. (Flow-through shares)

Activités autres au Canada – comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée par cette définition. (Other Canadian Operations)

Amortissement – sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autrement que par la dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif et les sommes radiées de l'actif. (Amortization)

Autres affectations de fonds – affectations comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagé et les investissements à long terme. (All Other Uses of Funds)

Autres sources de fonds produits de la vente de l'actif ou investissements à long terme, paiements anticipés applicables à la production future et reclassification d'une dette importante, de court terme à long terme, contractée en 1984. (All Other Sources of Funds)

Avoir propre – valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. (Equity)

Capital utilisé – valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. (Capital Employed)

Contrôle canadien – en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions avec droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions avec droit de vote sont détenues par des non-résidents. (Canadian Control)

Dépenses en capital – investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (par ex., coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation. (Capital Expenditures)

Dépenses de mise en valeur – dépenses comprenant les coûts de forage et d'achèvement de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain et le coût d'achat de réserves prouvées. (Development Expenditures)

Dépenses de production – dépenses liées à la production de pétrole et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. (Production Expenditures)

Dépréciation – montant imputé sur les dépenses applicables à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation aux fins d'impôt. (Depreciation)

Dette à long terme – dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. (Long-term Debt)

Épuisement – montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société, applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné, calculée aux fins d'impôt. (Depletion)

Extraction minière des ressources énergétiques – extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). (Energy Mining)

Fonds de roulement – actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). (Working Capital)

Frais d'exploration – comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques et les coûts des forages d'exploration, qu'ils soient capitalisés ou radiés. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. (Exploration Costs)

Frais non monétaires – désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. (Non-cash Charges)

Grands producteurs – sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont des activités et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. (Senior Producers)

Impôt reporté – impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des résultats, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. (Deferred Income Taxes)

Impôt sur le revenu courant – partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputé exigible. (Current Income Tax)

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse – méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. (Successful Efforts Accounting)

Méthode de capitalisation du coût entier – méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts sont initialement capitalisés et imputés uniquement sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire les frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont défrayés à mesure qu'ils sont engagés. (Full Cost Accounting)

Participation canadienne – la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés) par des résidents canadiens. (Canadian Ownership)

Petits producteurs – sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont représentent pour chacune moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. (Junior Producers)

Pétrole lourd non classique – gisements de pétrole dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3. Les principaux gisements sont ceux de Cold Lake et de Lloydminster. (Non-conventional Heavy Oil)

Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) – accorde une aide directe aux sociétés qui exercent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. En vigueur à partir du 1er avril 1987, le PCEEMV fournit des stimulants pécuniaires couvrant 33 1/3 pour cent des dépenses d'exploration et de mise en valeur partout au Canada, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars annuellement par société. Des mesures fiscales proposées dans la Réforme de l'impôt sur le revenu de juin 1987 prévoient l'élimination progressive du programme sur une période de temps équivalente à la période d'épuisement

encourue; par ex., les dépenses encourues après le 30 juin 1989 ne pourront plus être couvertes par les subventions d'encouragement du PCEEMV. (Canadian Exploration and Development Incentive Program)

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) – des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. Le gouvernement de l'Alberta administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, finance et administre le programme ailleurs au Canada. Parmi les mesures d'ordre financier adoptées dans le cadre de l'Accord de l'Ouest il y a celle visant à mettre fin au PESP le 31 mars 1986 en ce qui a trait à l'ensemble des activités antérieurement admissibles aux subventions, sauf les dépenses d'exploration engagées aux fins de forage de puits dans les régions frontalières, qui peuvent répondre aux engagements pris dans le cadre des ententes d'exploration relatives aux terres du Canada. Les puits forés dans ces régions et admissibles aux subventions du PESP ont continué de l'être en vertu des droits acquis jusqu'au 31 décembre 1987. (Petroleum Incentives Program)

Rapport d'endettement – rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "Dette à long terme"). (Debt/Equity Ratio)

Ressources d'autofinancement – revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. (Internal Cash Flow)

Sables pétrolifères – réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca, de Cold Lake et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. (Oil Sands)

Secteur en amont – activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures, ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. (Upstream Segment)

Secteur aval – comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. (Downstream Segment)

Sociétés intégrées – sociétés individuelles qui perçoivent des recettes importantes tant dans les secteurs amont qu'aval. (Integrated Companies)

Sources externes de fonds – sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. (External Sources of Funds)

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) – taxe de 13,3 % imposée sur les recettes de production, après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets admissibles de récupération tertiaire du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982 et ce, jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. En avril 1986, le crédit actuel de 500 000 $ aux petits producteurs a été augmenté à 2 millions de dollars et le montant de 10 000 $ des recettes tirées des ressources que les particuliers peuvent exempter de la TRPG est passé à 40 000 $. Les usines de traitement de sables pétrolifères des sociétés Syncrude et Suncor se sont vues accorder une exonération de la TRPG jusqu'à la fin de 1986. Les sociétés n'ayant pas réalisé de profits pourront porter en déduction de la TRPG les dépenses inutilisées d'exploration et de mise en valeur. En vertu de l'Accord de l'Ouest, la TRGP devait être abolie progressivement jusqu'au 1er janvier 1989, mais le 8 septembre 1986, le gouvernement du Canada annonçait son élimination à partir d'octobre 1986. Entretemps, cette taxe n'est plus admissible aux fins de l'impôt sur le revenu. (Petroleum and Gas Revenue Tax)

Terres du Canada – les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. (Canada Lands)

Annexe D
Mandat de l'ASSP

Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée à l'origine, en 1980, en vertu de la Loi sur les enquêtes et tient maintenant ses pouvoirs de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique[1], depuis le mois de février 1983. Les objectifs de l'Agence sont de donner au gouvernement fédéral et aux Canadiens en général des renseignements complets et objectifs sur le rendement financier de l'industrie pétrolière au Canada ainsi que d'en faire l'analyse

"(a) afin de permettre au Gouvernement du Canada d'élaborer et de planifier plus efficacement ses politiques de gestion des ressources et des richesses énergétiques canadiennes, et

(b) afin de donner au Gouvernement du Canada et aux Canadiens en général l'assurance que ces politiques sont observées et efficaces."[2]

Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada, à l'exception des plus petites.

Dans l'idée de préserver l'impartialité de ses rapports et sa crédibilité auprès des usagers de ses services, l'ASSP a été créée comme une agence séparée, dont le président fait des rapports directement au ministre de l'Énergie, Mines et Ressources.

À l'alinéa 5(1), la Loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant

(a) le droit de propriété exclusive ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,
(b) la provenance et l'affectation de ses fonds,
(c) ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
(d) les coûts et revenus,
(e) les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
(g) ses ressources, réserves et autres biens,
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation,
(i) ses programmes de recherche et de développement, et
(j) toutes autres activités reliées à la production du pétrole et du gaz naturel, du raffinage et de la commercialisation, ainsi que les fonds dérivés de telles activités.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés ou la valeur des éléments d'actifs dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus bruts et la valeur des éléments d'actifs sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives tirées surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement[3]. Étant donné qu'une partie du rôle de cueillette de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, l'ASSP et Statistique Canada ont négocié un certain nombre d'ententes de partage de données, en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau que représente pour l'industrie l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur

- la propriété et le contrôle des entreprises énergétiques
- la structure du capital
- les mouvements internationaux de trésorerie

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.
(2) P.C. 1980-2137.
(3) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/87-462.

- les dépenses de recherche et de développement
- l'exploration, la mise en valeur et les prévisions de dépenses de capital
- les statistiques financières trimestrielles des sociétés
- les dépenses de capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premières catégories ont trait aux renseignements transmis à l'ASSP; les derniers comprennent des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie, tels qu'évalués par l'ASSP à partir des déclarations de 129 entreprises, représentent environ 92% du total des revenus du secteur amont de l'industrie déterminé par Statistique Canada. L'écart de 8% s'explique par le fait que les entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs à des seuils fixés n'ont pas à présenter de déclaration à l'ASSP. Comme les données recueillies par l'ASSP portent sur un pourcentage élevé des revenus de l'industrie et sur toutes les entreprises, sauf les très petites, il est possible d'en tirer des conclusions qui s'appliquent à l'ensemble de l'industrie. La partie des données sur les autres indicateurs de rendement est donnée ci-dessous.

Comparaison des données de l'ASSP et des données cumulatives de l'industrie pour 1987

Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie

Revenus tirés de la production amont	92
Dépenses de capital en amont au Canada	90
Volumes de production	
Pétrole brut et liquides	92
Gaz naturel commercialisable	90
Volume de vente des produits raffinés	98

Comparaison de résultats de l'examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparé à celui d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales obtenues de Statistique Canada. Les données sur le revenu net et les taux de rendement donnés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats donnés au chapitre 3 et à l'annexe A14, parce que ces résultats sont établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada portent sur un nombre d'entreprises supérieur à celui de l'examen de l'ASSP, mais ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement, de même que des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima relatifs à l'actif et aux recettes. En outre, Statistique Canada peut rectifier les données déclarées par une entreprise; l'ASSP, quant à elle, déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actifs d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des Canadiens a été inscrit au "poste extraordinaire" par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste "ordinaire", comme l'a déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant au revenu net la portion après impôt de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul pour chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à la portion de frais d'intérêts susceptible d'accroître le revenu net, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada est fondé sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire sur les impôts courants exprimés en pourcentage du revenu net avant impôts.

Détermination de la participation et du contrôle

L'Agence publie chaque année des données sur le taux de participation et de contrôle canadiens de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'Agence a adopté une définition du contrôle qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Le contrôle est un droit contractuel conféré à une personne ou à un groupe de personnes qui l'autorise, dans la limite des statuts applicables, à diriger, présentement ou à l'avenir, les affaires ou la gestion d'une société, sur une base quotidienne ou autres, généralement par l'intermédiaire d'une majorité de directeurs désignés auprès du conseil d'administration. Il ne faut pas confondre la notion de contrôle avec celle de responsabilité de la gestion de l'entreprise. Le concept du contrôle est né du besoin de reconnaître la séparation, dans les sociétés modernes, entre les gestionnaires et les actionnaires. Ces derniers exercent leur contrôle sur les gestionnaires par le biais du conseil d'administration et des réunions d'actionnaires.

Par exemple, le contrôle exercé lors de la nomination et de l'élection de la majorité des directeurs est une forme de contrôle actif. Le contrôle persiste tout autant lorsque l'actionnaire qui détient toujours le droit d'intervenir choisit de ne pas l'exercer, quelle qu'en soit la raison. Cette décision de ne pas exercer activement un contrôle fait appel à la notion de contrôle potentiel. Pour les fins de l'ASSP, les deux types de contrôle, actif et potentiel, sont équivalents. Tous deux représentent des formes de contrôle. La Loi sur les sociétés commerciales au Canada inclut le contrôle potentiel dans sa définition du contrôle car elle prend en considération le nombre suffisant d'actions avec droit de vote qui, si celui-ci est exercé, permet d'élire une majorité de directeurs auprès du conseil d'administration.

Alors que le contrôle se fonde généralement sur la détention de 50 % ou plus des actions avec droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle avec un bloc d'actions plus restreint. Une personne qui possède au moins 51 % des actions avec droit de vote peut exercer ce que l'on appelle un contrôle "de jure". Celle qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote mais qui peut modifier la composition du conseil d'administration et(ou) de la gestion, peut exercer un contrôle dit "de fait". Statistique Canada attribue le contrôle de fait d'une société publique, selon les termes de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers, à une personne qui détient au moins 20 % des actions en circulation avec droit de vote quand, parmi les autres actionnaires, il n'y en a pas deux qui détiennent autant que 20 % des actions.(1) La méthode de l'ASSP pour déterminer le contrôle dans ces cas est conforme à celle de Statistique Canada. Le contrôle "de fait" peut aussi être conféré à une personne ou un groupe de personnes qui, dans le cas des autres mécanismes cités ci-dessous, possède moins de 51 % des actions avec droit de vote émises par une société publique ou privée :

(a) *Blocs d'actions avec droit de vote* – Deux actionnaires ou plus dont les actifs totalisent plus de 50 % des actions totales et qui agissent généralement d'un commun accord.

(b) *Convention entre actionnaires* – Entente qui lie certains ou tous les actionnaires et qui leur permet de voter ou d'agir de différente manière selon les circonstances, notamment en ce qui concerne la nomination des directeurs.

(c) *Options* – Un actionnaire minoritaires jouit du droit d'acquérir en tout temps des actions additionnelles avec droit de vote afin d'augmenter sa participation à 51 % ou plus des actions en circulation avec droit de vote.

(d) *Relations personnelles* – Lorsque deux actionnaires ont des liens familiaux, maritaux ou adoptifs, il peuvent être considérés comme formant un seul groupe votant.

(e) *Directions partagées* – Quand une société A détient au moins un pourcentage minimum d'actions avec droit de vote dans une société B, si elle constitue l'actionniare minoritaires le plus important de la sociétés B et si, en outre, les deux sociétés partagent un grand nombre de directeurs, alors la sociétés A est considérée comme exerçant un contrôle sur la société B.

Pour déterminer le contrôle à l'échelle de l'industrie, 100 % de l'étalon de la société sous contrôle est affecté à la catégorie de contrôle pertinente. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non-résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non-résidents, dès lors, pour fins de statistique, 100 % de ses activités sont affectées au secteur sous contrôle étranger.

Pour fins d'illustration, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, qui sont toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %); toutefois, 100 % de leurs activités est affecté au secteur sous contrôle étranger, lors du calcul du niveau de contrôle étranger.

Dans le cas de la participation, ce pourcentage de l'étalon utilisé qui représente la participation ultime de l'avoir propre détenu par des étrangers est assigné à la catégorie appartenant à des étrangers, alors que celui des résidents canadiens est assigné à la catégorie appartenant à des canadiens.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de propriété et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de mesure existent, comme celles de l'actif ou du capital utilisé, mais ces mécanismes affichent certaines carences étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

L'Agence a accès aux données sur la propriété et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers auprès des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers exige de l'ensemble des propriétaires de tranches d'actions équivalant ou supérieures à 5 % de l'ensemble des actions assorties de droits de vote qu'ils fournissent des renseignements détaillés sur le taux de propriété. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, l'Agence est autorisée, en vertu du règlement DORS/85-328 qui modifie le règlement de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, à obtenir directement les données sur la propriété et le contrôle.

(1) *Ownership, Control, and Country of Control of Corporations*, Statistique Canada, 4 juin 1987, p. 8.

Annexe E
Notes d'orientation du manuel de l'ICCA ayant trait à la méthode de capitalisation du coût entier de l'industrie pétrolière et gazière

Le principe comptable généralement reconnu (PCGR) de l'Institut canadien des comptables agréés (I.C.C.A.) s'adresse aux sociétés faisant affaire au Canada, et reconnaît deux différentes méthodes comptables utilisées par l'industrie pétrolière relativement aux dépenses d'exploration et de mise en valeur: la Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse et la Méthode de capitalisation du coût entier.

La Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse présume que seules les dépenses d'exploration liées directement à la découverte de réserves prouvées ainsi que les dépenses de mise en valeur devraient être capitalisées et ensuite amorties, selon une production à l'unité, comme une dépense contre les revenus nets des puits productifs dans le centre de coûts explicitement relié à ses réserves prouvées. Les dépenses d'exploration improductive sont passées au compte des pertes lorsque les gisements sont inexploitables et d'autres dépenses comme les études géologiques et géophysiques et la possession de terres sans des réserves prouvées sont engagées dans la période donnée.

La Méthode de capitalisation du coût entier suppose que toutes les dépenses liées à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières, nonobstant la découverte de réserves prouvées, devraient être capitalisées et ensuite amorties comme une dépense contre les bénéfices de production dans un centre de coûts. Cette méthode renvoie à plus tard des sommes radiées des coûts d'exploration de la recherche fructueuse ou infructueuse, et d'autres dépenses sans rapport direct avec les réserves prouvées. À brève échéance, la méthode fait diminuer les dépenses contrairement à la méthode de la recherche fructueuses et par conséquent, augmente les gains. D'autre part, à long terme, les deux méthodes se rapprochent en terme de coûts, mais face à une base de coûts plus élevés et à l'incertitude par rapport au niveau de production future, de la productivité, et des prix, la méthode peut résulter en une surestimation considérable de la valeur des actifs à moins que des corrections soient effectuées à intervalle régulier relativement aux coûts capitalisés à reporter.

Le Comité de direction du Comité des normes comptables de l'I.C.C.A., qui lors de l'élaboration de notes d'orientation mises en vigueur en 1986, n'a pas voulu se prononcer quant à la meilleure méthode comptable (capitalisation du coût entier, de la recherche fructueuse, etc.). Cependant, les variantes dans l'application de la méthode du coût entier sont devenues tellement nombreuses que des directives ont été mises en place afin de réduire l'éventail des variantes. Les notes d'orientation présentent deux facettes: l'une indique les coûts à capitaliser et à amortir, et l'autre restreint, par le biais d'un calcul du test de plafonnement, le coût non amorti qui peut être retenu en ce qui a trait au bilan des entreprises.

Les notes d'orientation apportent des éclaircissements quant aux coûts capitalisés qui sont l'objet d'un amortissement et qui doivent être épuisés ou dépréciés sur une base de production à l'unité. Il s'agit de:

(a) tous les coûts d'exploration et de mise en valeur, (autres que les coûts de propriétés non prouvées et à l'exclusion de projets majeurs) moins les montants cumulatifs d'épuisement et de dépréciation,
(b) les coûts futurs approximatifs à l'égard de la mise en valeur de réserves prouvées, et
(c) les coûts approximatifs de démantèlement et d'abandon et les valeurs de récupération nettes.

Les coûts relatifs aux propriétés prouvées devraient être compris même si la production ou la commercialisation est impossible à l'heure actuelle, de même que les coûts de sondages secs et ceux de propriétés improductives, c'est-à-dire celles qui se trouvent finalement à posséder des réserves plus petites que celles envisagées au départ. Le transfert--des coûts d'acquisition, de concession et d'exploration des propriétés non prouvées aux coûts capitalisés faisant l'objet de frais d'épuisement et de dépréciation--devrait être effectuée régulièrement quand les réserves sont prouvées ou les propriétés sont considérées improductives. Les provisions relatives à l'épuisement et à la dépréciation doivent être déterminées sur une base de consolidation en tenant compte des centres de coûts lors de la parution annuelle ou trimestrielle du bilan financier.

Le test de plafonnement[1] se définit comme étant un test de récupération des coûts, lequel permet aux utilisateurs des états financiers d'assumer qu'aucune perte future ne résultera de la production actuelle des réserves prouvées et de l'exploration et mise en valeur ou vente de propriétés non prouvées et de projets importants. Il faut toutefois que les estimés courants relatifs aux coûts, à la productivité, aux niveaux de production ainsi qu'aux coûts futurs de mise en valeur utilisés dans la préparation des états financiers se révèlent justes.

Les modifications relatives au test de plafonnement telles que mentionnées dans les notes d'orientation se rapportent aux prix utilisés pour le calcul des futurs bénéfices nets et à la définition des centres de coûts.

Dans un premier temps, il faut que l'industrie se conforme aux directives, à savoir que celle-ci doit se servir des prix actuels à la date de mesure (date du bilan) ou des prix moyens pour une période qui ne dépasse pas 12 mois précédant immédiatement la date de mesure, la date de publication des états financiers ou la date à laquelle les résultats sont rendus public, alors que les prix actuellement utilisés dans l'estimation des bénéfices nets futurs des réserves prouvées fluctuent des prix courants aux estimations des prix futurs prévus par les évaluateurs de réservoirs. Advenant le cas où l'on utilise un prix autre que celui qui prévaut à la date de mesure utilisée, il faudrait divulguer le prix ainsi que toute somme radiée qui en aurait résulté si le prix courant à la date de mesure avait été utilisée.

Dans un deuxième temps, avant l'entrée en vigueur des nouvelles directives, un éventail de variantes sur la définition du centre de coûts était de mise parmi les adeptes de la méthode de capitalisation du coût entier, limitant fortement la comparaison des états financiers. Les définitions des centres de coûts s'étendaient d'une zone dans un pays, dans le groupement de pays ou encore au monde entier. De telles définitions permettaient aux sociétés d'exploiter des propriétés dont le coût capitalisé (par exemple, dans les régions ou pays où les coûts d'exploration ont été plus élevés) a excédé les bénéfices nets futurs parce que le montant net de recupération au niveau de l'entreprise, a dépassé le coût capitalisé net lorsque les bénéfices nets futurs des propriétés dans les régions ou les pays ayant des coûts bas sont inclus. Les notes d'orientation de l'I.C.C.A. requièrent que le centre de coûts d'une entreprise qui utilise la méthode de capitalisation du coût entier soit toutes les activités de l'entreprise qui se déroulent dans les limites géographiques d'un pays, avec un seul centre de coûts.

La majorité des sociétés sous contrôle canadien utilisent la méthode de capitalisation du coût entier alors que les sociétés sous contrôle étranger au Canada utilisent habituellement la méthode de capitalisation de la recherche fructueuse. En 1986, les sociétés au Canada se servant de la méthode du coût entier ont été affectées par la chute des prix du pétrole brut et conséquemment par la réduction de la valeur des actifs qui en retour s'est reflétée sur les sommes radiées, conformément aux notes d'orientation de l'I.C.C.A.

---

(1) Le test de plafonnement est utilisé pour limiter les coûts capitalisés qui pourraient être reportés et amortis d'après les revenus nets futurs. Le test comprend deux éléments: le test de plafonnement au niveau du centre de coûts, lequel compare dans chaque centre de coûts le montant dans lequel les propriétés sont capitalisées aux bénéfices nets futurs, y compris le coût des projets importants et les propriétés non prouvées. Tout excédent est radié sur le compte des dépenses engagées. Le deuxième élément est le test de plafonnement de l'entreprise, lequel compare pour l'ensemble des centres de coûts, la valeur comptable nette des propriétés moins les impôts sur le revenu reportés au montant final de récupération nette après impôt. Tout excédent est imputé entre les centres de coûts et les sommes radiées comme frais engagés après impôt. Les montants avant impôt à être radiés sont également déduits de la valeur comptable nette des propriétés et des impôts sur le revenu reportés.

Annexe F Entreprises énergétiques déclarantes

AGIP Canada Ltd.
Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum Of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
Asamera Inc.
AT&S Exploration Ltd.
ATCOR Ltd.
Barnwell Of Canada, Limited
Bow Valley Industries Limited
Bowtex Energy Corporation
BP Canada Inc.
Bralorne Resources Limited
Canada Northwest Energy Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Roxy Petroleum Ltd.
Carlyle Energy Ltd.
Chauvco Resources Ltd.
* Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
Chieftain Development Co. Ltd.
CN Exploration Inc.
Columbia Gas Development Of Canada Ltd.
Compagnie Générale Électrique du Canada
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
* Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conoco Canada Ltd.
Conwest Exploration Company Limited
Cooperative Energy Development Corporation
Coseka Resources Limited
Czar Resources Ltd.
DCP Canada Inc.
DeKalb Petroleum Corporation
Denison Mines Limited
Dome Petroleum Limited
Dorset Energy Corporation
Drummond Oil & Gas Ltd.
Dynamar Energy Limited
Dynex Petroleum Ltd.
Encor Energy Corporation Ltd.
Enron Oil Canada Ltd.
Excel Energy Inc.
* Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (Canada Division)
Hamilton Brothers Canadian Gas Company
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Company Ltd.
* Husky Oil Ltd.
Inter-City Gas Corporation
Inverness Petroleum Ltd.
* Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Kerr-McGee Corporation
Koch Exploration Canada, Ltd.
L'Énergie Canterra Ltée.
LASMO Canada Inc.
LL&E Canada Ltd.
Luscar Limited
Maligne Resources Limited
Mark Resources Inc.
Maxus Energy Canada Inc.
Mobil Oil Canada, Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
New Grade Energy Inc.
North Canadian Oils Limited
Northcor Energy Ltd.
Norwich Resources Canada Ltd.
Novalta Resources Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleums Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydrocarbons Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
* Parkland Industries Ltd.
Pecten Canada Ltd.
Pembina Resources Limited
Pennzoil Petroleums Limited
* Petro-Canada Inc.
Petrorep (Canada) Ltd.
* Petrosar Limited
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Co. Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources Ltd.
Placer CEGO Petroleum Ltd.
Poco Petroleums Ltd.
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Gulf Canada Limitée
Ressources Westmin Limitée
Roan Resources Limited
Royal Trust Energy Corporation
Saskatchewan Oil & Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
* Shell Canada Limitée
SOQUIP
Star Oil & Gas Ltd.
Sulbath Explorations Ltd.
Sulpetro Limited
* Suncor Inc.
TCPL Resources Ltd.
* Texaco Canada Inc.
Tintagel Energy Corporation
Total Petroleum (North America) Ltd. – Canada Division
Trans-Canada Resources Ltd.
Trillium Exploration Corporation
Trilogy Resources Corporation
Triton Canada Resources Ltd.
* Turbo Resources Limited
* Ultramar Canada Inc.
Ultramar Oil and Gas Canada Limited
Union Pacific Resources Ltd.
United Canso Oil & Gas Ltd.
Universal Explorations (83) Limited
Unocal Canada Ltd.
Voyager Energy Company
Wainoco Oil & Gas Limited
Webb International Minerals Inc.
Westar Petroleum Ltd.
Westburne Petroleum & Minerals Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum (1977) Limited

* Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'. Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.